



POSÚDENIE PRIMERANOSTI ZDROJOV ES SR ZA ROK 2024

**spracované podľa nariadenia EP a Rady (EÚ) 2019/943
o vnútornom trhu s elektrinou**

BRATISLAVA, SEPTEMBER 2025

Obsah

1	Úvod	4
2	Zhodnotenie roku 2024	4
2.1	Bilancia výroby a spotreby elektriny v ES SR	4
2.2	Cezhraničný prenos a tranzitné toky elektriny	7
2.3	Regulácia sústavy	12
3	Vstupné predpoklady	16
3.1	Popis scenárov	16
3.2	Vývoj spotreby elektriny	17
3.3	Vývoj výroby elektriny	20
3.4	Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR	25
4	Analýzy a vyhodnotenie výsledkov	27
4.1	Hodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR	27
4.1.1	Vyhodnotenie vplyvu možného ukončenia štátnej podpory doplatkom zdrojov elektriny na báze VÚ KVET z pohľadu zdrojovej primeranosti	29
4.2	Európske hodnotenie zdrojovej primeranosti - ERAA 2024	30
4.3	Bilancie ES SR	36
4.3.1	Vyhodnotenie vplyvu možného ukončenia štátnej podpory doplatkom zdrojov elektriny na báze VÚ KVET z pohľadu bilancie ES SR	42
4.4	Určenie indikatívneho cieľa pre nefosílnu flexibilitu ES SR	43
4.4.1	Vyhodnotenie vplyvu možného ukončenia štátnej podpory doplatkom zdrojov elektriny na báze VÚ KVET z pohľadu indikatívneho cieľa pre nefosílnu flexibilitu	46
4.5	Podporné služby	48
4.5.1	Vyhodnotenie FCR	48
4.5.1.1	Vyhodnotenie FCR z pohľadu možného ukončenia štátnej podpory formou doplatku pre VÚ KVET	50
4.5.2	Vyhodnotenie aFRR	50
4.5.2.1	Vyhodnotenie aFRR z pohľadu možného ukončenia podpory formou doplatku pre zdroje VÚ KVET	55
4.5.3	Vyhodnotenie mFRR/mFRR3	58
4.5.3.1	Vyhodnotenie mFRR/mFRR3 z pohľadu možného ukončenia podpory formou doplatku pre VÚ KVET	63
4.5.4	Zhrnutie PpS	65

5	Opatrenia na krytie špičkového dopytu a riešenie výpadkov v ES SR	71
6	Kvalita prenosu a úroveň údržby prenosovej sústavy	73
6.1	Poruchovosť a štandardy kvality prenosu	73
6.2	Vyhodnotenie parametrov kvality elektriny PS	74
7	Závery a odporúčania.....	75
8	Zoznam skratiek.....	788
9	Príloha I. - Metodika hodnotenia zdrojovej primeranosti	800

1 Úvod

Posúdenie primeranosti zdrojov ES SR je spracované v súlade s Nariadením Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2019/943 o vnútornom trhu s elektrinou (ďalej len Nariadenie 2019/943), a to konkrétne s článkami 23 a 24. Posudzovanie primeranosti zdrojov vychádza z údajov za rok 2024 s predpokladom budúceho vývoja do roku 2035 s naznačením výhľadu až do roku 2040.

2 Zhodnotenie roku 2024

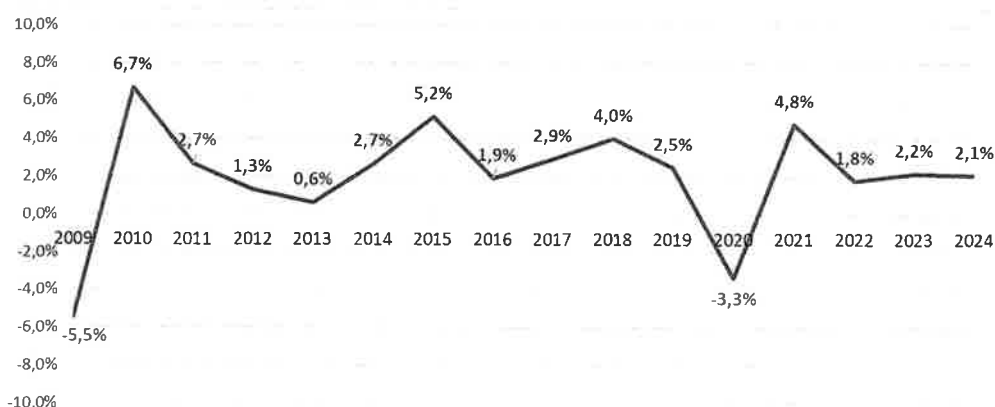
Hodnotenie prevádzky ES SR za rok 2024 vychádza z údajov dostupných prevádzkovateľovi prenosovej sústavy v čase prípravy podkladov pre spracovanie tohto dokumentu. Tieto údaje môžu byť korigované a následne budú v priebehu roka 2025 zverejnené na webovom sídle spoločnosti Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s. (SEPS).

2.1 Bilancia výroby a spotreby elektriny v ES SR

Celková spotreba elektriny v roku 2024 dosiahla hodnotu 27 757 GWh (hodnota prevzatá z ročenky SED pre rok 2024 (27 373 GWh), navýšená o odhad spotreby pokrytej nemeranou výrobou FVE 384 GWh), čo je oproti roku 2023 (26 660 GWh) nárast o 1 097 GWh (4,1 %).

Reálne HDP vzrástlo v roku 2024 o 2,1 %¹, pričom ťažiskom rastu bol domáci dopyt. Zlepšovanie reálnych príjmov obyvateľstva podporilo spotrebu domácností, hoci investičná aktivita mierne poklesla po vyčerpaní zdrojov z predchádzajúceho programového obdobia EÚ fondov.

Genové tlaky, predovšetkým v oblasti energií, naďalej zvyšovali náklady firiem a tlmili exportnú výkonnosť, najmä v dôsledku oslabenej ekonomickej situácie v Nemecku, ako hlavnom obchodnom partnerovi Slovenska. Neistota v hospodárskom vývoji a pretrvávajúca inflácia ovplyvnili správanie spotrebiteľov, ktorí zostávali opatrní a zameraní na úspory, čo sa odrazilo v tlmenejšom raste spotrebného dopytu v druhej polovici roka.²



Obr. č. 2.1 Medziročný nárast reálneho HDP v SR v rokoch 2009 – 2024³

¹ <https://www.mfsr.sk/sk/financie/institut-financnej-politiky/ekonomicke-prognozy/makroekonomicke-prognozy/72-zasadnutie-vyboru-makroekonomicke-prognozy-jun-2025.html>

² <https://www.mfsr.sk/sk/financie/institut-financnej-politiky/ekonomicke-prognozy/makroekonomicke-prognozy/70-zasadnutie-vyboru-makroekonomicke-prognozy-september-2024.html>

³ <https://www.mfsr.sk/sk/financie/institut-financnej-politiky/ekonomicke-prognozy/makroekonomicke-prognozy/makroekonomicke-prognozy.html>

Vo výrobe elektriny bol v roku 2024 oproti roku 2023 zaznamenaný nárast (+581 GWh; +1,9 %). Výroba je odrazom ekonomickej stratégie prevádzkovateľov výrobných zariadení na trhu s elektrickou energiou, technického stavu výrobných zariadení, ako aj klimatických a hydrologických podmienok a iných faktorov.

Výroba	2022	2023	2024	rozdiel 2023 vs 2022	% 2023 vs 2022	rozdiel 2024 vs 2023	% 2024 vs 2023
jadrové	15 920	18 344	18 387	2 423	15,2%	43	0,2%
fosílné	4 769	4 406	4 185	-363	-7,6%	-221	-5,0%
VE ⁽¹⁾	3 992	5 093	5 372	1 101	27,6%	279	5,5%
FVE	629	720 *	1 048 **	91	14,5%	328	45,6%
OZE ostatné ⁽²⁾	1 496	1 407	1 608	-89	-5,9%	200	14,2%
OZE celkom ⁽³⁾	6 116	7 220	8 027	1 103	18,0%	807	11,2%
ostatné ⁽⁴⁾	110	113	103	3	2,5%	-10	-9,1%
Výroba celkom ⁽⁵⁾	26 916	30 082	30 702	3 167	11,8%	620	2,1%
Celková spotreba	28 328	26 660	27 757	-1 668	-5,9%	1 097	4,1%
Saldo ***	-1 412	3 422	2 945	4 834	-	-477	-

(1) VE vrátane PVE

(2) biomasa, iné obnoviteľné a sekundárne pevné palivá, kvapaliny získané z biomasy, bioplyn vyrobený anaeróbnou fermentáciou, iné obnoviteľné a sekundárne plynné palivá, veterná energia, solárna termálna energia

(3) OZE ostatné + FVE + VE okrem PVE

(4) Zdroje elektriny využívajúce komunálny odpad, skládkový plyn, plyn z ČOV

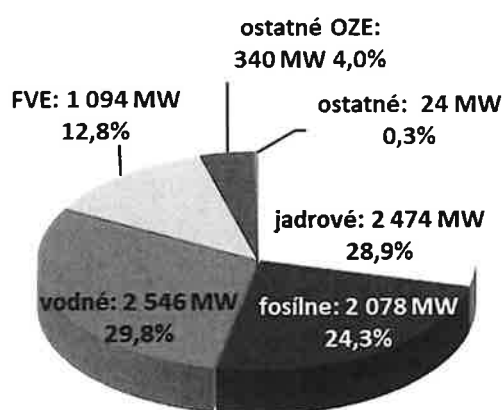
(5) jadrové + fosílné + VE ⁽¹⁾ + FVE + OZE ostatné + ostatné

* hodnota OKTE 579 GWh navýšená o odhadovanú nemerajú výrobu FVE (+ 141 GWh) pochádzajúcu z FVE s inštalovaným výkonom 269 MW (stav k 31.12.2023) (odhad SEPS)

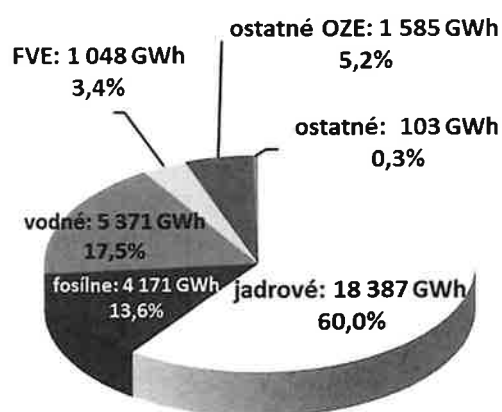
** hodnota OKTE 664 GWh navýšená o odhadovanú nemerajú výrobu FVE (+ 384 GWh) pochádzajúcu z FVE s inštalovaným výkonom 462 MW (stav k 31.12.2024) (odhad SEPS)

*** Kladná/záporná hodnota salda znamená export/import

Tab. č. 2.1 Výroba a spotreba elektriny v SR v rokoch 2022, 2023 a 2024 v GWh. Pre roky 2023 a 2024 bola do celkovej spotreby zahrnutá aj odhadovaná spotreba pokrytá odhadovanou nemeranou výrobou FVE. Navýšenia výroby a spotreby sú vykonané za účelom zohľadnenia nemeranej výroby FVE, ktorá nefiguruje v údajoch, ktoré zverejňuje OKTE a sú nezáväzným odhadom SEPS.



Obr. č. 2.2 Štruktúra inštalovaného výkonu v ES SR v roku 2024; stav k 31.12.2024

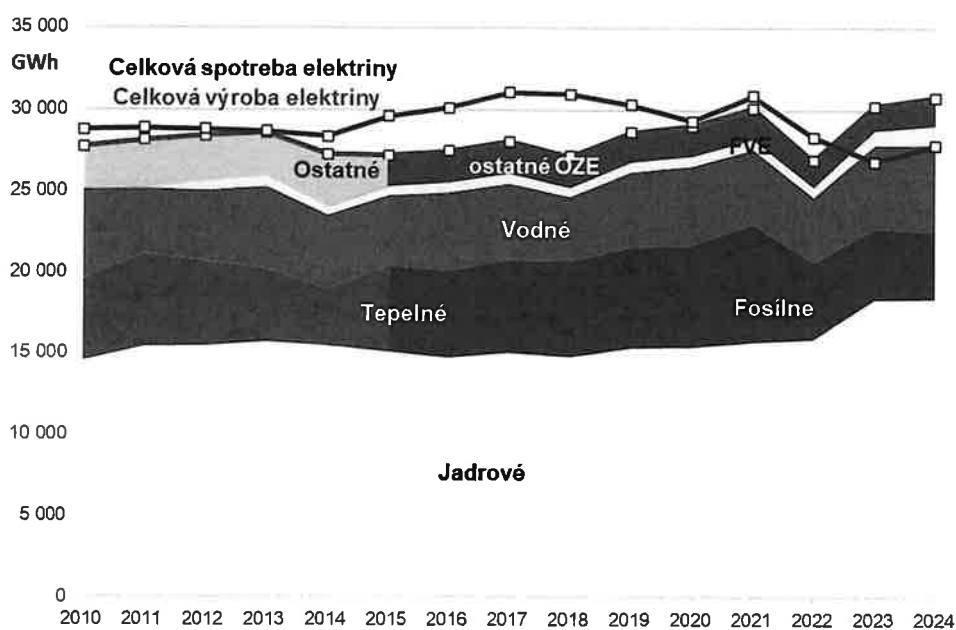


Obr. č. 2.3 Štruktúra výroby elektriny v ES SR v roku 2024 (vrátane výroby EVO za obdobie január-marec 2024)

Inštalovaný výkon zariadení na výrobu elektriny v ES SR sa v porovnaní s rokom 2023 zvýšil z hodnoty 8 508,6 MW na hodnotu 8 554 MW.

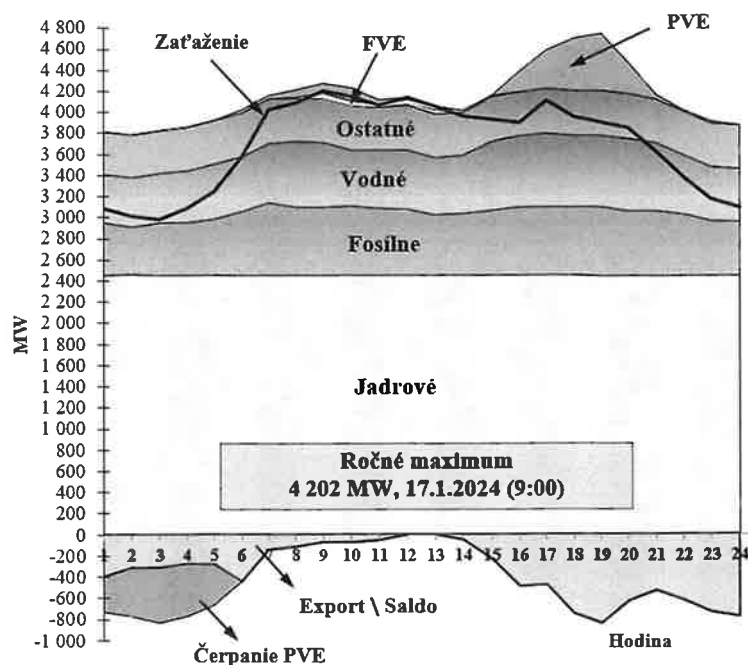
(Poznámka: Údaje o inštalovanom výkone boli spoločnosťou SEPS vytvorené na základe údajov pochádzajúcich od viacerých subjektov a inštitúcií, najmä od OKTE a prevádzkovateľov regionálnych distribučných sústav. Tieto nie je možné považovať za konečné a záväzné.)

Podiel exportu (2 945 GWh) predstavoval 10,6 % z celkovej spotreby elektriny, resp. 9,6 % z výroby.



Poznámka: V roku 2015 došlo k zmene v spôsobe vykazovania výroby elektriny

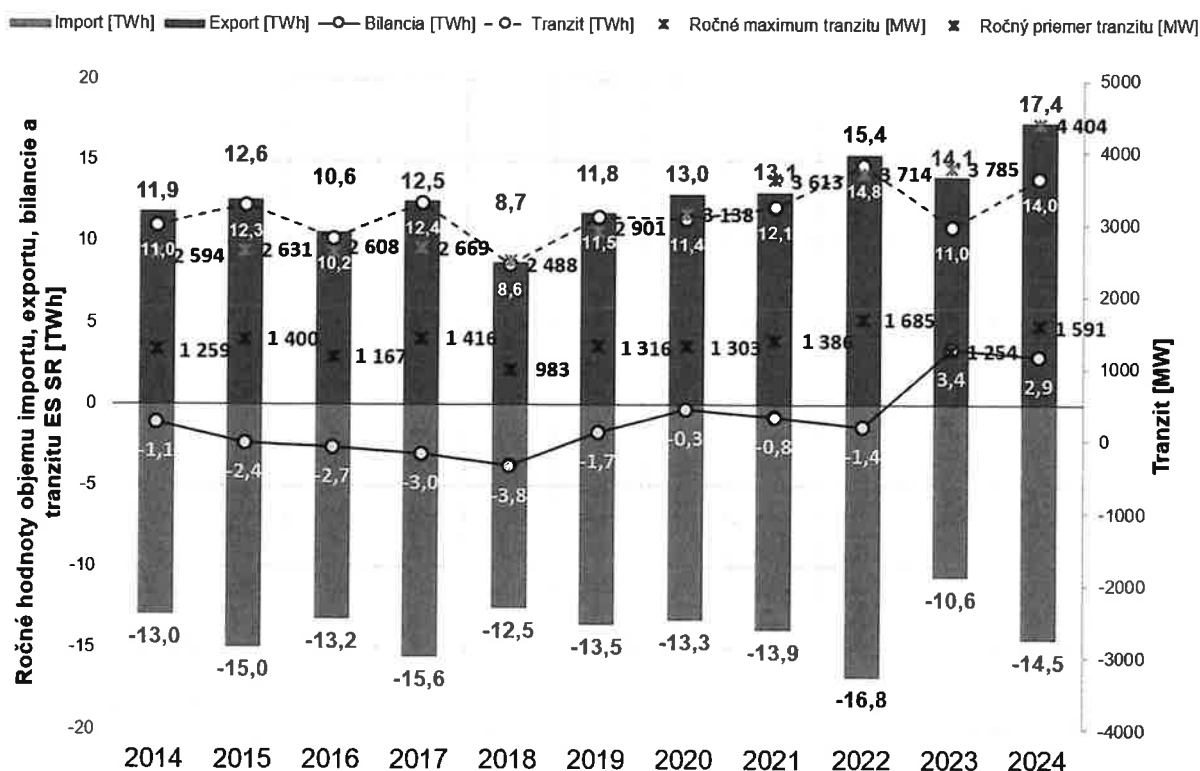
Obr. č. 2.4 Bilancia celkovej výroby a spotreby elektriny SR za roky 2010 – 2024



Obr. č. 2.5 Priebeh zaťaženia a jeho pokrývanie v dni maximálneho zaťaženia v roku 2024 (vzhľadom k zimnému obdobiu sa predpokladá minimálny vplyv nameranej výroby FVE)

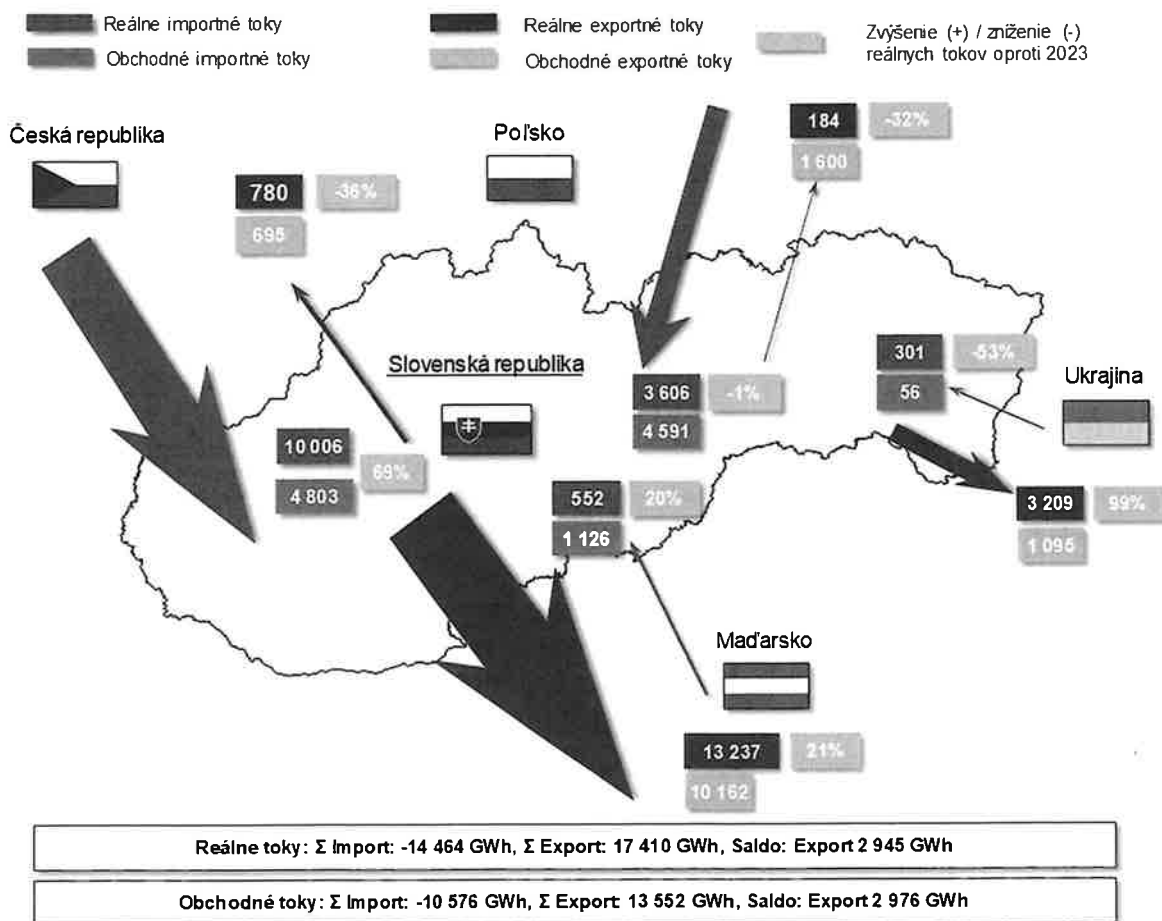
2.2 Cezhraničný prenos a tranzitné toky elektriny

V roku 2023 došlo k zmene charakteru salda ES SR z importného na exportný. Exportný charakter bol zachovaný aj v roku 2024, pričom ročná bilancia sústavy bola 2 945 GWh. Pri cezhraničných prenosoch došlo k nárastu v importe o 3 815 GWh, ako aj v exporte o 3 339 GWh. Tento nárast importu a exportu je primárne dôsledkom opätovného nárastu tranzitných tokov na úroveň z roka 2022. Hodnoty sú však v rozdielnom pomere v porovnaní s rokom 2022 najmä kvôli zmene salda a charakteru sústavy. V porovnaní s rokom 2023 došlo k miernemu poklesu salda. Je možné konštatovať, že nedošlo k výraznej zmene na strane výroby ani spotreby. Zároveň bolo zaznamenané historicky najvyššie namerané ročné maximum tranzitu, a to 4 404 MW. Priemerný ročný tranzit a ročný objem tranzitu oproti roku 2023 narástli. Tieto skutočnosti sú znázornené na obrázku 2.6.



Obr. č. 2.6 Ročné objemy reálnych importných a exportných tokov elektriny na cezhraničných profiloch PS SR za roky 2014 - 2024

Rozlišujeme takzvané majoritné a minoritné toky elektriny na cezhraničných profiloch, resp. tranzitné toky. Majoritné toky predstavujú tok výkonu zo severozápadu EÚ na juhovýchod EÚ. V roku 2024, tak ako aj po iné roky, boli dominantné importné toky na cezhraničných profiloch SK-CZ a SK-PL a exportné toky prevládali na SK-HU a SK-UA profiloch, ako je vidieť na obrázku 2.7, teda potvrdil sa smer majoritných tokov elektriny. V roku 2024 došlo poklesu minoritných reálnych cezhraničných prenosov oproti roku 2023. Je nutné však spomenúť, že rok 2023 bol atypický z pohľadu tranzitov. Tranzitné toky v tomto roku boli pomerne nízke čo mohlo spôsobiť významný nárast minoritných tokov v roku 2023. Tranzitné toky v roku 2024 naďalej potvrdzujú nárast minoritných tokov, keďže trvanie a objemy presahovali namerané objemy z rokov 2016-2022. Pokles tranzitných tokov v roku 2023 môže súvisieť so zmenou charakteru salda ES SR. Následný nárast v roku 2024 môže byť čiastočne spôsobený poskytovaním havarijnej výpomoci UA, kde v smere SK→UA sledujeme medziročný nárast až 99 %. V smere PL→SK reálne hodnoty cezhraničných prenosov ostali voči roku 2023 na rovnakej úrovni. Čo sa týka tokov v minoritných smeroch, pozorujeme pokles v smeroch SK→CZ, SK→PL a UA→SK. Toky v minoritných smeroch sú podrobnejšie popísané v tabuľke 2.2.



Obr. č. 2.7 Reálne a obchodné cezhraničné prenosy za rok 2024

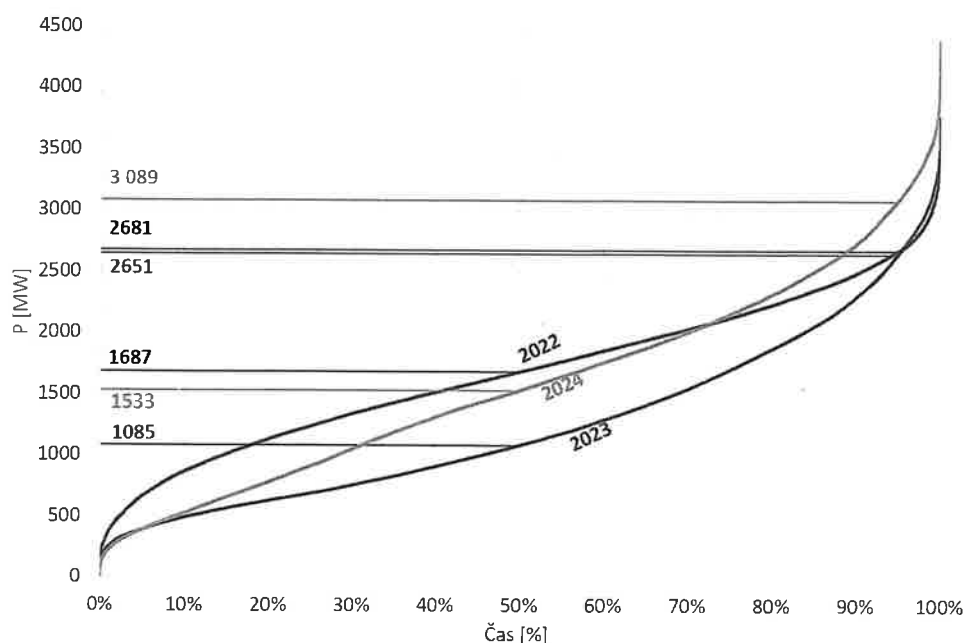
Hodnoty preneseného objemu elektriny a počtu hodín toku v minoritných smeroch majú dlhodobý rastúci charakter. Tieto nárasty súvisia s pribúdajúcimi inštaláciami OZE v rámci EÚ. Narastajúci podiel na výrobe z OZE spôsobuje nárast volatility prepojených sústav a teda aj nárast minoritných tokov elektriny. Ak zanedbáme extrémny a atypický rok 2023, rok 2024 dlhodobý trend nárastu potvrdil. Stav, v ktorých dochádza k minoritným tokom elektriny, sú dôsledne sledované a analyzované. Na základe týchto činností je možné konštatovať, že v súčasnosti tieto toky nedosahujú také hodnoty, pre ktoré by bolo potrebné prijímať obchodné, prevádzkové, resp. investičné opatrenia. V prípade závažných zistení, na základe vykonaných analýz s vplyvom na zaistenie bezpečnosti prevádzky ES SR, bude tento fakt relevantne zahrnutý do tvorby scenárov a variantov rozvojových dokumentov spoločnosti SEPS.

Rok	UA→SK		SK→CZ		HU→SK		SK→PL	
	Počet hodín [h]	Prenesený objem [GWh]	Počet hodín [h]	Prenesený objem [GWh]	Počet hodín [h]	Prenesený objem [GWh]	Počet hodín [h]	Prenesený objem [GWh]
2016*	655	65	218	89	38	11	59	3
2017	306	10	52	21	1	6	3	0
2018	1246	170	290	109	170	60	295	28
2019	350	30	149	122	31	44	292	27
2020*	710	93	187	262	67	57	829	93
2021	1759	264	575	327	138	110	611	78
2022	1147	121	135	71	57	85	111	15
2023	3018	645	2151	1218	367	461	1456	269
2024*	1398	301	938	780	323	552	945	184

* priestupný rok

Tab. č. 2.2 Objem reálnych tokov elektriny na vybraných profiloch v minoritnom smere

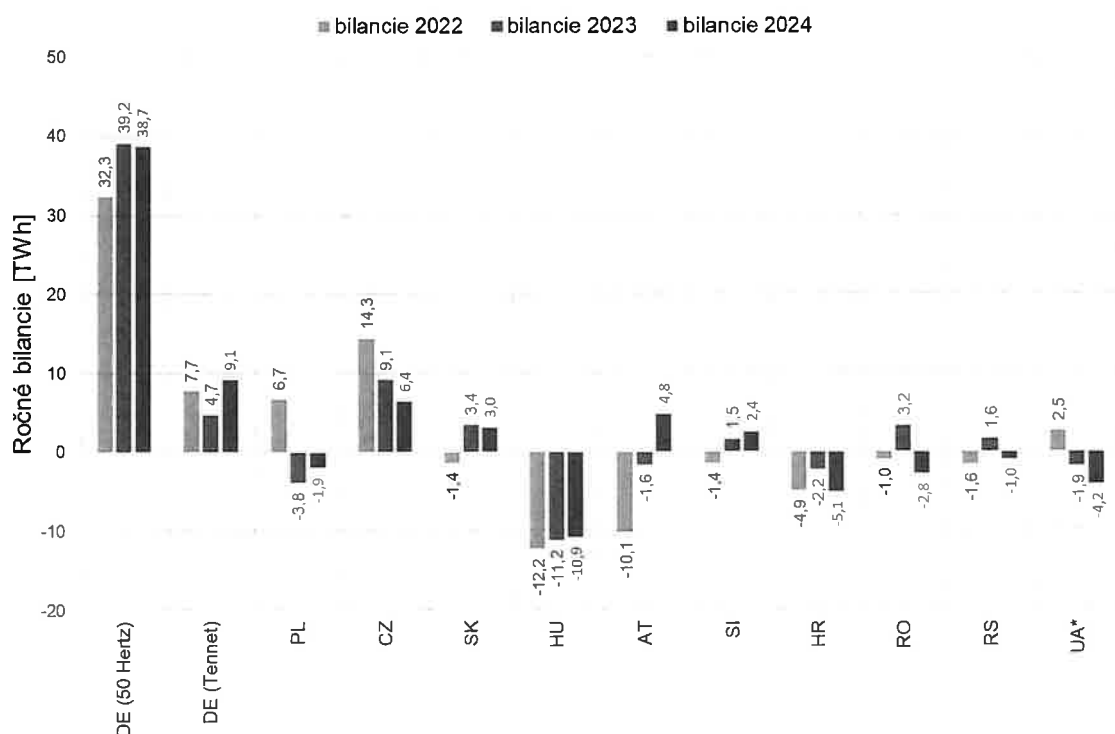
Na obrázku 2.8 sú znázornené krivky trvania tranzitných tokov v PS SR pre roky 2022, 2023 a 2024. Vyznačené sú hodnoty 50. a 95. percentilu. Ako bolo spomínané vyššie, hodnoty tranzitných tokov oproti roku 2023 vzrástli a približujú sa skôr situácii z roku 2022. 95. percentil a aj maximum tranzitu dosiahli doposiaľ najvyššie zaznamenané hodnoty. Maximálny tranzit v roku 2024 presiahol maximálne zaťaženie sústavy v tomto roku 4 202 MW (pozri obrázok č. 2.6). Z hľadiska rozvoja a dimenzovania sústavy to znamená, že jedným z hlavných dôvodov rozvoja PS je zabezpečenie dostatočnej obchodnej kapacity najmä na vedeniach z dôvodu zabezpečenia bezpečnej a spoľahlivej prevádzky PS pri takýchto veľkých cezhraničných výmenách.



Obr. č. 2.8 Krivky trvania tranzitných tokov v PS SR pre roky 2022, 2023 a 2024

Za účelom analýzy tranzitných tokov v rámci regiónu CCE sú na obr. č. 2.9 porovnané veľkosti bilancií ES jednotlivých krajín za roky 2022 až 2024 a na obr. č. 2.10 sú porovnané veľkosti reálnych cezhraničných výmen na vybraných cezhraničných profiloch tiež za roky 2022 až 2024. Bilancie sú vypočítané z nameraných importných a exportných tokov výkonu v hodinovom rozlíšení.

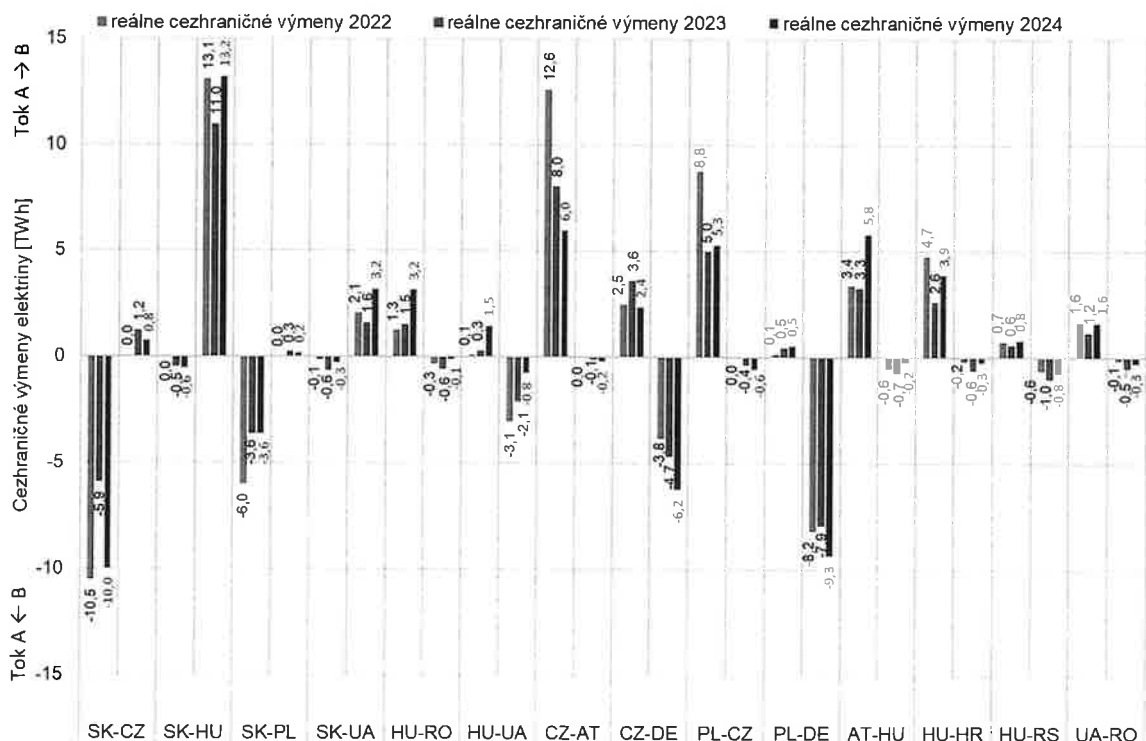
V DE bol evidovaný nárast exportného salda aj napriek odstaveným JE. V PL došlo k zníženiu importu v dôsledku inštalovania OZE s kontinuálnym odstavovaním uhoľných TE. CZ potvrdzuje dlhodobý exportný charakter aj napriek výrazne klesajúcemu medziročnému trendu v dôsledku útlmu uhoľných TE. Prevládajúci importný charakter HU zaznamenal v roku 2024 ďalší pokles importovanej elektriny. V SK evidujeme mierny pokles exportu elektriny oproti roku 2023. HU je región s pretrvávajúcou importnou charakteristikou, rovnako ako pri CZ má tento trend mierne klesajúci charakter. Ostatné regióny opísané v nižšie zobrazených obrázkoch nemajú stály exportný alebo importný charakter. V UA bol v roku 2024 viditeľný nárast importu v dôsledku stále pretrvávajúceho vojnového stavu v krajine.



Kladná hodnota = export; záporná hodnota = import

* Pre rok 2023 a 2024 uvedená bilancia pre celú UA (pre rok 2022 iba pre tzv. Burštýnsky ostrov)

Obr. č. 2.9 Bilancie ES v regióne CCE v rokoch 2022, 2023 a 2024



Poznámka: Kladná/záporná hodnota salda a cezhraničných výmen znamená export/import.

Obr. č. 2.10 Reálne cezhraničné výmeny elektriny v regióne CCE v rokoch 2022, 2023 a 2024

Tranzitné toky, definované ako menšia hodnota z importných a exportných tokov v ES SR, spôsobujú zvýšené nároky na prevádzkovateľa PS na zaistenie plnenia základného bezpečnostného kritéria N-1 v ES SR. Možnými príčinami vzniku tranzitných tokov sú:

- Zmena veľkosti a umiestnenia zdrojového mixu v regióne CCE, t.j. vysoký nárast inštalovaného výkonu OZE, najmä VTE a FVE lokalizovaných na severozápade regiónu CCE, postupné odstavovanie jadrových elektrární v DE a uhoľných elektrární v PL a CZ.
- Náhle zmeny výroby FVE a VTE z dôvodu rýchlej neočakávanej zmeny počasia.
- Zaostávanie rozvoja vnútroštátnej, resp. cezhraničnej infraštruktúry PS v súvislosti so zvýšenými nárokmi na prenos elektriny v dôsledku liberalizácie trhu s elektrinou, resp. v dôsledku výraznej zmeny skladby a rozmiestnenia zariadení na výrobu elektriny (napr. nahrádzanie uhoľných a jadrových elektrární veternými elektrárnami na pobreží), čím sa geograficky aj elektricky vzdialila výroba od spotreby elektriny.
- Pokrývanie importného salda v juhovýchodnej oblasti regiónu CCE a Balkánu z exportných oblastí regiónu CCE na severozápade regiónu CCE.
- Mechanizmy výpočtu a pridelenia cezhraničných obchodovateľných kapacít uvažujúce legislatívne nároky, ktoré nekorešpondujú so skutočnými fyzikálnymi tokmi. Nepresnosťou rôznych vstupov do výpočtu kapacity.

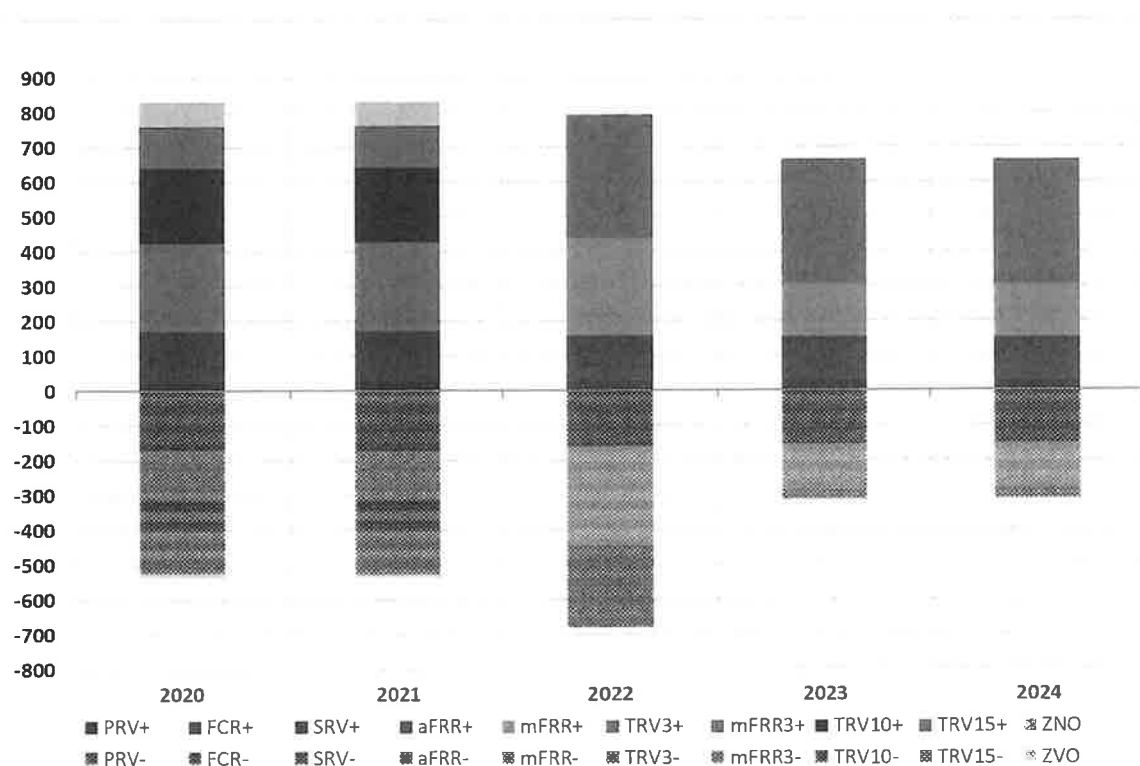
2.3 Regulácia sústavy

Prevádzkovateľ prenosovej sústavy využíva podporné služby (ďalej len „PpS“) na vyrovnanie systémovej odchýlky ES SR v reálnom čase. PpS sú zabezpečované

prostredníctvom nákupu disponibility PpS, tzn. rezervovania výkonu zariadení certifikovaných na poskytovanie PpS, od poskytovateľov PpS. Výsledkom následnej aktivácie PpS je dodávka regulačnej elektriny (ďalej aj „RE“).

Požiadavka na potrebný objem disponibility PpS pre rok R je stanovovaná vždy v termíne do 30. septembra roku R-1. Dimenzovanie objemu služieb FRR (aFRR a mFRR) vychádza z pravidiel stanovených v „Synchronous Area Framework Agreement“ (ďalej len „SAFA“), Annex 1, nariadenia SO GL čl. 119 a čl. 128, a dodatočnej procedúry „Additional supplementing procedure for activation of reserves for delayed retrofit TSOs“. Dimenzovanie objemu služieb FRR je ďalej ovplyvnené zložením zdrojovej základne v rámci ES SR, objemom výkonu neretrofitovaných zdrojov v ES SR, schopnosťou odregulovania bežných a mimoriadnych zmien bilancie medzi výrobou a spotrebou elektriny v ES SR, dodržiavaním parametrov kvality regulácie v zmysle požiadaviek SAFA v rámci RG CE, a tiež závermi auditu realizovaného spoločnosťou Boston Consulting Group zo dňa 22.12.2020 vykonaného v spoločnosti SEPS na základe požiadavky Útvary hodnoty za peniaze.

Na obr. č. 2.11 je zobrazený vývoj hodnôt celkových priemerných ročných požadovaných objemov disponibility pre jednotlivé typy PpS.



Obr. č. 2.11 Rozsah priemerných ročných požadovaných objemov disponibility PpS v rokoch 2020 až 2024 [MW]

PRV	primárna regulácia činného výkonu	SRV	sekundárna regulácia činného výkonu
TRV3	terciárna regulácia činného výkonu 3 minútová	TRV10	terciárna regulácia činného výkonu 10 minútová
TRV15	terciárna regulácia činného výkonu 15 minútová	ZNO	zníženie odberu
ZVO	zvýšenie odberu	FCR	Frequency Containment Reserves
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserves	mFRR	manual Frequency Restoration Reserves

Pri produktoch pre disponibilitu PpS a regulačnú elektrinu došlo k postupnej harmonizácii parametrov a názvoslovía produktov používaných v rámci ENTSO-E. V priebehu roka 2024 došlo k zmene názvoslovía osobitného produktu TRV3MIN na mFRR3. Ostatné štandardné produkty disponibility a regulačnej elektriny aFRR a mFRR a produktu FCR boli harmonizované v roku 2022.

rok	FCR	aFRR+	aFRR-	mFRR+	mFRR-	mFRR3+	mFRR3-
2023	30	125	-125	150	-130	360	-30
2024	28	125	-125	150	-130	360	-30
rozdiel	-2	0	0	0	0	0	0

Tab. č. 2.3 Porovnanie priemernej ročnej požadovanej disponibility PpS

Ako je možné vidieť v tabuľke č. 2.3, okrem poklesu výkonu pre službu FCR nedošlo medziročne k žiadnej inej zmene celkovej požiadavky na disponibilitu PpS. Z pohľadu budúceho vývoja požadovaných objemov disponibility PpS bude zohrávať dôležitú úlohu najmä vývoj podielu inštalovaného výkonu nepredikovateľných obnoviteľných zdrojov energie na celkovom inštalovanom výkone. Pripájanie týchto zdrojov totiž vyvoláva zvýšené nároky na zabezpečenie dostatočných výkonových rezerv pre vyrovnanie systémovej odchýlky a na schopnosť sústavy regulovať náhodné zmeny výroby elektriny týmito zdrojmi.

Spoločnosť SEPS zabezpečuje disponibilitu PpS s cieľom minimalizovať riziká súvisiace s možnými výkyvmi na trhu s PpS, pričom tento cieľ spoločnosť SEPS realizovala prostredníctvom rozloženia nákupu do viacerých fáz:

- denný nákup - PpS sú požadované na jednotlivé obchodné hodiny nasledujúceho dňa,
- krátkodobý nákup - PpS sú požadované na viac ako jeden kalendárny deň a najviac na jeden kalendárny mesiac, pričom predmetom dopytu je hodinová dodávka. V roku 2024 realizovaný prostredníctvom mesačného výberového konania.
- strednodobý nákup - PpS sú požadované na obdobie maximálne jedného kalendárneho roka. Predmetom dopytu je pásmová dodávka požadovanej služby pre jednotlivé energetické týždne roku (začína sobotou 0:00:00 h a končí piatkom 24:00:00 h). V roku 2024 realizovaný prostredníctvom ročného výberového konania.

Z pohľadu objemu tvoril v roku 2024 základ strednodobý nákup, prostredníctvom ktorého boli nakupované PpS na obdobie celého kalendárneho roka. Objem disponibility PpS, ktorý nebol nakúpený v ročnom výberovom konaní, bol zabezpečený prostredníctvom mesačných a denných výberových konaní.

V rámci výberových konaní (ročné, mesačné a denné) pre rok 2024 bolo zabezpečené pokrytie PpS typu FCR na 97,89 %, aFRR+ na 85,33 %, aFRR- na 82,29 %, mFRR3+ na 99,23 %, mFRR3- na 91,24 %, mFRR+ na 99,26 % a mFRR- na 80,96 %.

V priebehu roka 2024 došlo k úspešnej realizácii pripojenia spoločnosti SEPS k medzinárodným platformám PICASSO a MARI, umožňujúcim vzájomnú cezhraničnú výmenu regulačnej elektriny. Tieto platformy poskytujú pre pripojených prevádzkovateľov PS spoločný priestor na obstaranie regulačnej energie s automatickou aktiváciou (aFRR), resp. manuálnou aktiváciou (mFRR). Účasť na fungovaní platforiem PICASSO a MARI so sebou prináša zásadné zmeny zasahujúce do doterajšieho spôsobu aktivácie a ocenenia služieb aFRR a mFRR. Ponuky od domácich poskytovateľov PpS sú zozbierané jednotlivými prevádzkovateľmi PS zapojenými do spolupráce a zaslané na príslušnú platformu. Platforma prijaté ponuky zhromažďí, vyhodnotí a zoradí do spoločného cenového rebríčka. Platforma taktiež zabezpečuje optimalizáciu aktivácie regulačnej elektriny (elektrickej energie slúžiacej

na udržanie frekvenčnej stability elektrizačnej sústavy) na základe požiadaviek prevádzkovateľov PS závisiacich od vzniknutej výkonovej nerovnováhy v príslušnej regulačnej oblasti. Aktivované sú prioritne cenové ponuky s najnižšou cenou v rámci spoločného cenového rebríčka. Pri aktivácii berie platforma do úvahy dostupné prenosové kapacity cezhraničných vedení.

V súvislosti s pripojením k platformám PICASSO a MARI došlo k deregulácii cien regulačnej elektriny po pripojení sa SEPS k týmto platformám. Zmena umožnila ponúkať dodávku regulačnej elektriny s maximálnou cenou na úrovni +15 000 EUR/MWh resp. - 15 000 EUR/MWh.

Z prevádzkových skúseností za rok 2024 vyplýva, že pri bežných prevádzkových stavoch boli požadované objemy disponibility PpS nastavené dostatočne na zabezpečenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR a z pohľadu prevádzky sústavy nedošlo v roku 2024 k žiadnym vážnejším incidentom.

Udržanie napätia v požadovaných limitoch na úrovni PS je zabezpečované súborom oparení na strane prevádzkovateľa PS, medzi ktoré patrí využívanie nefrekvenčných PpS. Povinnosť udržania napätia v rámci stanovených rozsahov je definovaná v nariadení komisie (EÚ) 2017/1485, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prevádzkovanie elektrizačnej prenosovej sústavy. Regulácia napätia je realizovaná službou typu sekundárna regulácia napätia v 6 pilotných uzloch PS SR a kompenzačnou prevádzkou PVE Čierny Váh.

Spoločnosť SEPS zaznamenáva v posledných rokoch zhoršené napäťové pomery v ES SR. Tento trend je spojený najmä s pretokmi jalového výkonu z distribučných sústav do prenosovej sústavy SR. Tento jav sa najvýraznejšie prejavuje na tzv. severnej vetve PS SR, kde pravidelne dochádza k prekročovaniu maximálnej povolenej výšky napätia. Výsledkom je vznik situácií, kedy je ES SR prevádzkovaná s vyčerpanými všetkými regulačnými napäťovými prostriedkami, vrátane maximálneho nasadenia zdrojov sekundárnej regulácie napätia pre potreby PS SR ako celku. Prekročenia napäťových limitov sú riešené aj vypínaním vedení a inštaláciou tlmiviek, ktoré však v prevádzke dosahujú svoje technické maximum a predlžuje sa aj doba ich využitia.



3 Vstupné predpoklady

Predpoklady pre spracovanie posúdenia primeranosti zdrojov vychádzajú z oficiálnych dokumentov, ako napr. aktualizácia NECP⁴, z interných aj externých štúdií PPS, ako aj z expertných odhadov, hlavne v období po roku 2030.

3.1 Popis scenárov

Pre hodnotenie zdrojovej primeranosti, aj vyhodnotenie bilancií výroby a spotreby ES SR, boli pre toto spracovanie dokumentu vytvorené tri scenáre. Tieto scenáre zohľadňujú doterajší a pravdepodobný budúci vývoj spotreby elektriny, ako aj nárast inštalovaného výkonu nových zdrojov elektriny a boli analyzované pre roky 2028, 2030, 2035 a 2040.

Jadrová elektrárňa EMO4 napreduje podľa stanoveného harmonogramu a jej trvalá prevádzka sa očakáva od roku 2026. V celom sledovanom období až do roku 2040 bol uvažovaný postupný nárast inštalovaného výkonu OZE. Vzhľadom na súčasný stabilný trend pripájania **fotovoltických elektrární** bol ich nárast uvažovaný rovnako pre všetky scenáre. Neboli uvažované žiadne nové zdroje spaľujúce **fosílna palivo**. Rozdiely v scenároch sú spôsobené hlavne rozdielnou spotrebou v dôsledku rôznej miery predpokladaného vývoja elektrifikácie a predpokladu vývoja pripájania nových veľkých odberateľov elektriny. Opätovný nárast spotreby odberateľa Slovalco na pôvodné hodnoty nie je uvažovaný v žiadnom scenári.

Scenár A

Tento scenár nepredpokladá rýchle zmeny vo vývoji energetiky voči súčasnosti. Uvažuje s miernejším nástupom elektrifikácie spotreby energií, hlavným dôvodom väčšieho nárastu novej spotreby elektriny je spôsobený uvažovanou realizáciou I. etapy baterkárne investora GIB EnergyX Slovakia s.r.o. (GIB) v Šuranoch a od roku 2035 čiastočná elektrifikácia USSK. Nárast inštalovaného výkonu FVE je na základe súčasného vývoja vyšší, ako hodnoty podľa aktualizácie NECP. Naopak, vzhľadom k tomu, že ku koncu 2024 neboli pripojené žiadne nové veterné elektrárne, sa ich inštalovaný výkon pre rok 2030 predpokladá nižší ako v aktualizovanom NECP.

Scenár MH SR

Scenár MH SR, oproti scenáru A predpokladá čiastočnú dekarbonizáciu, resp. elektrifikáciu USSK už v roku 2028. Okrem toho uvažuje s nárastom spotreby elektriny v dôsledku kompletnej realizácie výrobného podniku Volvo pri obci Valaliky na východnom Slovensku už v roku 2028 a II. etapy realizácie baterkárne GIB od roku 2035. Ďalším faktorom prosievajúcim k nárastu spotreby elektriny je výraznejšie využívanie tepelných čerpadiel. Spotreba elektriny nabíjaním elektrovozidiel sa v scenári A a MH SR predpokladá na rovnakej úrovni.

Z hľadiska zdrojov uvažuje scenár MH SR voči scenáru A s vyšším inštalovaným výkonom VTE, až na úroveň stanovenú NECP pre rok 2030 a s ďalším plynulým rozvojom tejto technológie OZE až k trojnásobnej výške v roku 2040 (2 330 MW) voči roku 2030. V tomto scenári ako v jedinom sa v roku 2040 uvažuje s prevádzkou malého modulárneho jadrového reaktora (SMR).

⁴ Návrh aktualizácie Integrovaného národného energetického a klimatického plánu na roky 2021 - 2030 (MH SR, 2023)

Scenár MH SR s ukončením štátnej podpory doplatkom zdrojov VÚ KVET

Účelom scenára je vyhodnotiť vplyv možného ukončenia alebo zmeny prevádzky zdrojov elektriny na báze vysoko účinnej kombinovanej výroby elektriny a tepla (VÚ KVET) na báze zemného plynu (v dôsledku skončenia podpory doplatkom podľa zákona č. 309/2009 Z.z.) na zdrojovú primeranosť a bilanciu ES SR, a tiež na dostupnosť podporných služieb, nakoľko sú tieto zdroje významným poskytovateľom PpS.

Scenár vychádza zo scenára MH SR, avšak so zmeneným spôsobom prevádzky dotknutých zdrojov v dôsledku ukončenia štátnej podpory. Táto zmena vedie k odlišnému nasadzovaniu zdrojov do prevádzky v priebehu roka (napr. v letných mesiacoch) alebo až ku zmene súčasnej technológie zdroja, ktorá je pre prevádzkovateľa zdroja nevyhnutná pre dodržiavanie jeho záväzkov ako dodávateľa tepla (napr. výroba tepla bez dodávky elektriny do sústavy). Vyhodnotenie vplyvu zmeny prevádzky vybraných zdrojov sa vykoná porovnaním so scenárom MH SR, pre vybrané roky 2030 a 2035.

Scenár B

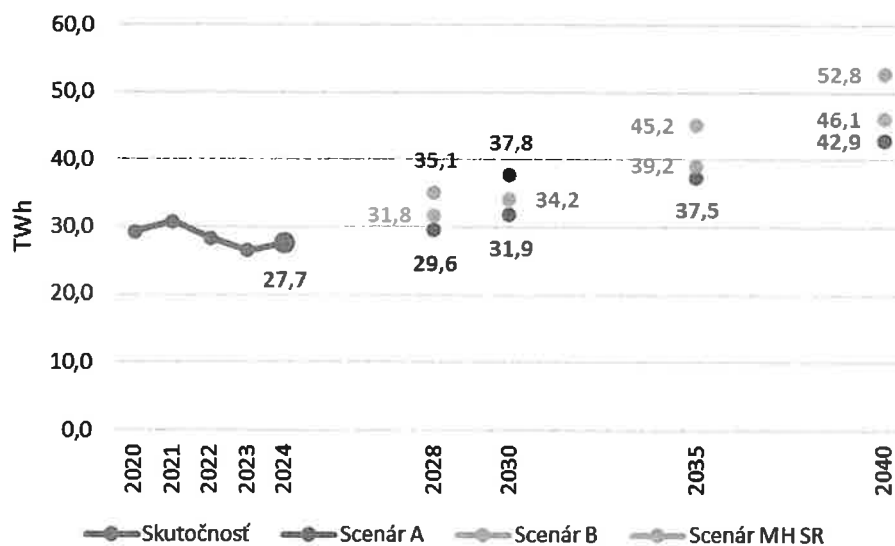
Tento scenár je oproti predchádzajúcim scenárom charakteristický vysokou spotrebou elektriny z dôvodu vysokej elektrifikácie spotreby energií a predpokladaného pripojenia nových veľkých odberateľov, resp. elektrifikáciou existujúcich veľkých odberateľov elektriny. Predpokladá sa úplná realizácia plánovanej dekarbonizácie USSK už v roku 2028, a rovnako ako v scenári MH SR, kompletná realizácia výrobného podniku Volvo v roku 2028 a baterkárne GIB v roku 2035. Okrem toho sa v porovnaní so scenárom A predpokladá približne dvojnásobná spotreba elektriny tepelnými čerpadlami a elektromobilmi.

Inštalovaný výkon FVE a VTE je zhodný so scenárom A. Posúdením zdrojovej primeranosti s uvedenými predpokladmi je možné zistiť pripravenosť elektrizačnej sústavy a zdrojovej základne na aplikáciu Európskych energetických politík, v ktorých sa očakáva výrazná elektrifikácia na strane spotreby.

3.2 Vývoj spotreby elektriny

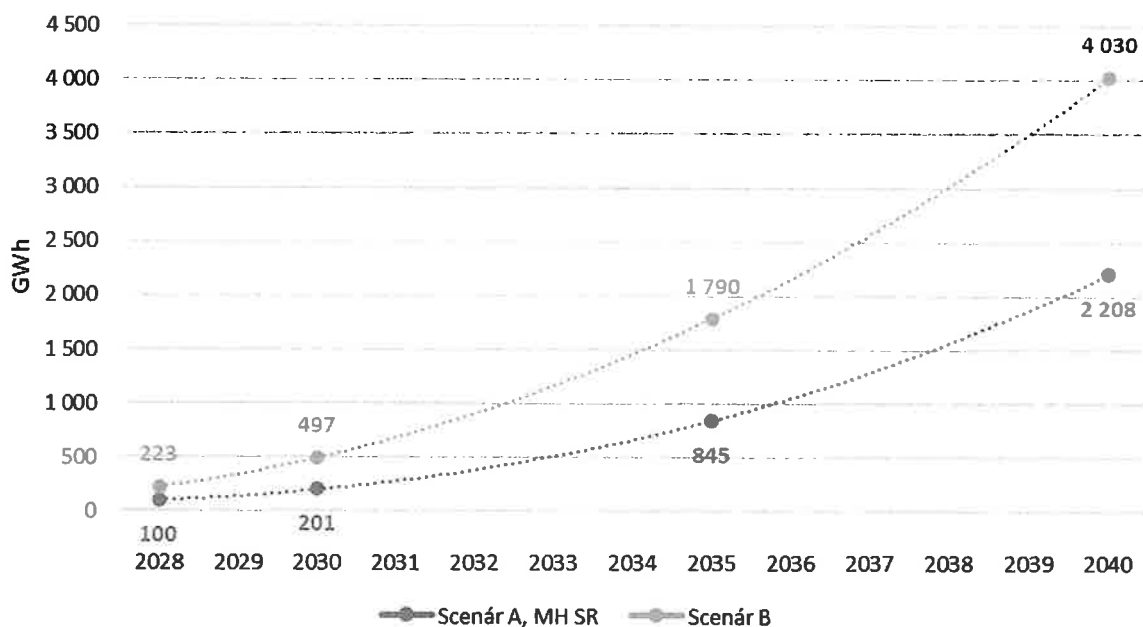
Prognóza vývoja spotreby elektriny v SR je jedným zo základných vstupov pre analýzu zabezpečenia dodávok elektriny v dlhodobom horizonte a pre celkové strategické smerovanie budúceho vývoja elektroenergetiky SR. Prognóza vývoja spotreby elektriny pre nasledujúce obdobie vychádza zo záverov štúdie spracovanej pre SEPS, avšak výrazný vplyv na výslednú predpokladanú spotrebu elektriny majú faktory s výraznou mierou neistoty, ako je realizácia plánovaných zámerov nových investorov, realizácia dekarbonizácie USSK a rozvoj elektrovozidiel a tepelných čerpadiel.

Prognózovaný vývoj spotreby na obr. č. 3.1 zohľadňuje jednotlivé predpoklady použité pre zostavenie scenárov, o ktorých hovorí predošlá kapitola 3.1.

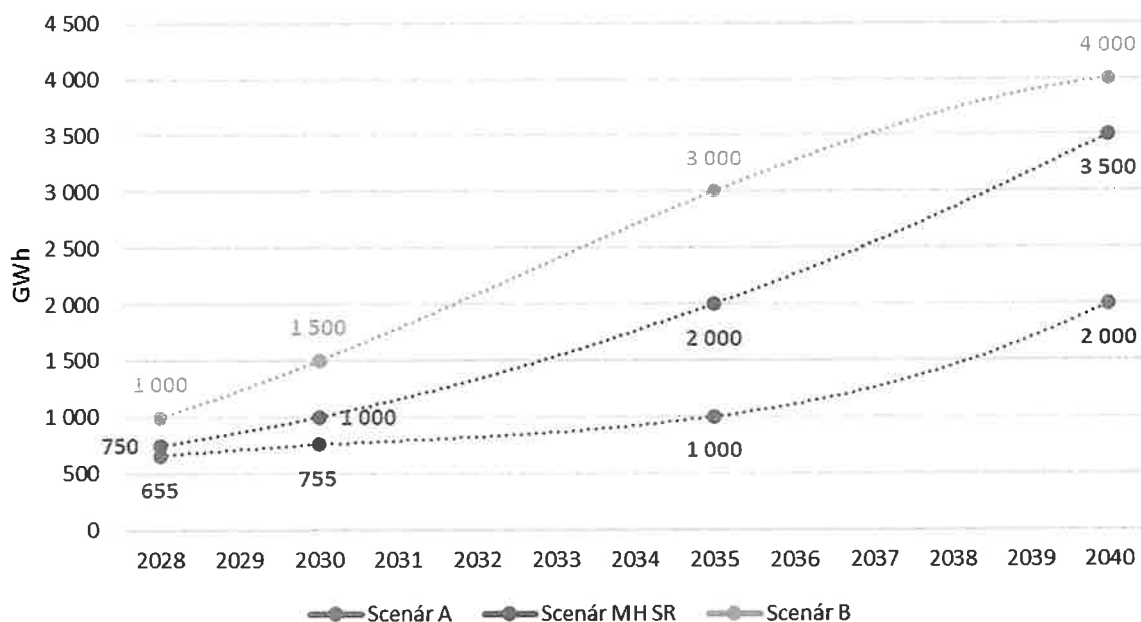


Obr. č. 3.1 Prognóza vývoja spotreby elektriny ES SR do roku 2040

Súčasťou odhadovanej celkovej spotreby elektriny SR je aj odhad spotreby elektrovozidiel a tepelných čerpadiel.

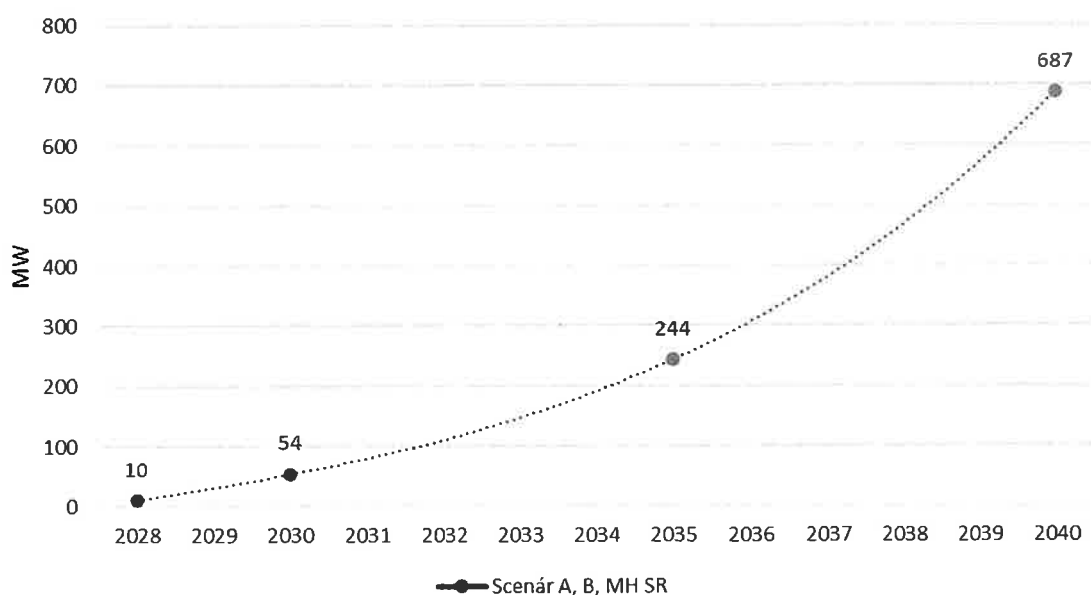


Obr. č. 3.2 Vývoj spotreby elektrovozidiel do roku 2040



Obr. č. 3.3 Vývoj spotreby tepelných čerpadiel do roku 2040

Rozvoj využívania vodíka je podporený vládou schváleným dokumentom „Akčný plán – Opatrenia pre úspešnú realizáciu Národnej vodíkovej stratégie“ (ďalej len „NVS“) z roku 2023. Na obr. 3.4 je znázornené, s akým inštalovaným výkonom elektrolyzérův, ktoré sa zúčastňujú na trhu s elektrickou energiou, sa uvažuje v scenároch PPZ. PPZ predpokladá, že zvýšené množstvo vodíka tak, aby boli naplnené ciele NVS, bude vyrábané v ostrovných prevádzkach z pohľadu pripojenia k ES SR. Výsledná spotreba elektriny použitej na výrobu vodíka je výsledkom pravdepodobnostných simulácií nasadzovania zdrojov na pokrývanie zaťaženia ES SR, nakoľko je modelovaná ako závislá od ceny elektriny, ktorá je tiež výstupom z týchto simulácií. Výslednú spotrebu na výrobu vodíka v tomto type zariadenia je možné vidieť v bilančných tabuľkách v kapitole 4.3.



Obr. č. 3.4 Vývoj inštalovaného výkonu elektrolyzérův pripojených k ES SR do roku 2040

3.3 Vývoj výroby elektriny

Jadrové elektrárne

Významný podiel v zdrojovom mixe ES SR predstavujú a aj naďalej budú predstavovať jadrové elektrárne (JE). Okrem už existujúcich JE a nedávno spusteného tretieho bloku elektrárne Mochovce do prevádzky sa vo všetkých scenároch uvažuje s uvedením 4. bloku JE EMO do prevádzky pred začiatkom analyzovaného obdobia PPZ 2024, t.j. ešte pred rokom 2028. V rámci analyzovaného obdobia sa s ďalšími jadrovými zdrojmi (ako sú napr. SMR v rámci projektu „Phoenix“ alebo nový jadrový zdroj v oblasti Jaslovských Bohuníc) uvažuje iba v scenári MH SR v časovom horizonte 2040 s inštalovaným výkonom 300 MW.

Fosílna elektrárne

Zdroj PPC Malženice s inštalovaným výkonom 430 MW bol počas celého roka 2024 v prevádzke, s výnimkou 22 dní v máji, keď prebiehala plánovaná odstávka.

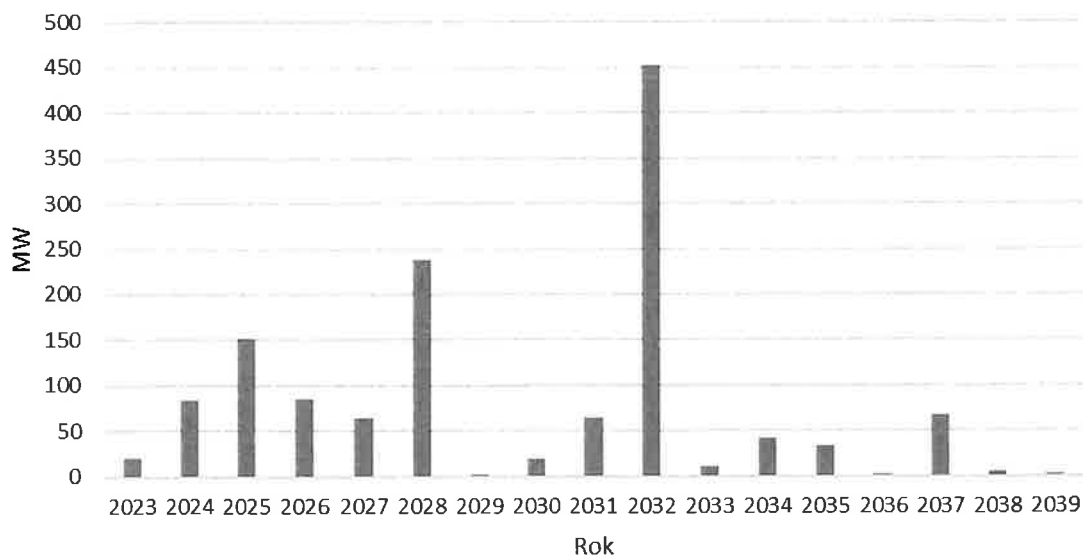
V roku 2024 bola ukončená prevádzka uhoľnej elektrárne Vojany (2x110 MW) a s obnovením jej prevádzky sa neuvažuje.

Celkový podiel fosílnych zdrojov elektriny na zdrojovom mixe SR nakoniec dopĺňajú ostatné zdroje s menším inštalovaným výkonom, spaľujúce prevažne zemný plyn, či uhlie alebo iný druh paliva, t. j. teplárne, závodné elektrárne a ďalšie menšie decentralizované zdroje elektriny na báze kogeneračných jednotiek.

V žiadnom scenári sa neuvažuje s novými systémovými zdrojmi na báze spaľovania fosílnych palív.

V samostatnom scenári MH SR s ukončením štátnej podpory doplatkom zdrojov VÚ KVEŤ bola štruktúra zdrojov tohto typu spaľujúcich zemný plyn upravená na základe predpokladaného dopadu ukončenia štátnej podpory doplatkom. Sumárny výkon zdrojov, ktorým bude ukončená podpora, je znázornený na obr. č. 3.5.

Pri týchto zdrojoch sa predpokladá, že vplyvom ukončenia štátnej podpory bude dochádzať k odlišnému nasadzovaniu do prevádzky v priebehu roka. V niektorých prípadoch môže dôjsť až ku zmene súčasnej technológie zdroja, napr. kvôli neekonomickej výrobe tepla spolu s dodávkou elektriny do sústavy, resp. za účelom dosiahnutia optimalizácie prevádzkových nákladov.



Obr. č. 3.5 Prehľad sumárneho inštalovaného výkonu zdrojov VÚ KVET, ktorým v daných rokoch končí štátna podpora doplatkom

Vodné elektrárne

Na základe uznesenia Vlády SR č. 799 z 18.12.2024 aktuálne prebieha štúdia realizovateľnosti s termínom do 31.12.2026 „pre technickú inováciu a modernizáciu vodnej nádrže Málinec prepojením s hornou nádržou pri Detvianskej Hute, a to s cieľom získať riešenie s čo najvyšším hydroenergetickým potenciálom“. Ak zo štúdie vyplynie realizovateľnosť tohto projektu, majú byť zabezpečené ďalšie potrebné kroky k jeho realizácii a následnej prevádzke. Výsledným projektom má byť PVE Málinec – Látky. V návrhu na určenie investičného projektu „Prečerpávacía vodná elektráreň Málinec“ za strategickú investíciu sa uvádza, že realizácia investičného projektu tvorená prípravnými fázami a výstavbou stavebno-technologických celkov je predpokladaná v období od roku 2025 do roku 2035. Tento časový rámec spadá do analyzovaného obdobia PPZ 2024, avšak momentálny stav projektu neposkytuje dostatočne detailné parametre, ktoré by umožňovali zahrnúť tento projekt do PPZ 2024. Vzhľadom k tomu je vo všetkých scenároch zohľadnený len nárast inštalovaného výkonu malých vodných elektrární (MVE) podľa NECP SR.

Fotovoltaické elektrárne

Dôležitým nástrojom Európskej únie k dosiahnutiu jedného z klimaticko-energetických cieľov, ktorý by mal výrazne prispieť k akcelerácii pripájania OZE, a teda k vyššiemu podielu týchto technológií v energetickom mixe Európy, je Smernica o podpore využívania energie z obnoviteľných zdrojov RED III, ktorá je súčasťou klimaticko-energetického balíčka Fit for 55.

S príchodom týchto strategických dokumentov v oblasti dosahovania klimaticko-energetických cieľov EÚ, najmä však RED III⁵, sa výraznejším spôsobom do popredia v celej EÚ dostávajú predovšetkým inštalácie nových FVE a VTE. Výnimkou nie je ani SR, kde je v súčasnosti viditeľný nárast nových inštalácií FVE, predovšetkým typu „malý zdroj“ a „lokálny zdroj“, čo znamená, že tak obyvateľstvo, ako aj podnikateľský, či verejný sektor (podniky, školy, a pod.),

⁵ Smernica Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2023/2413 z 18. októbra 2023, ktorou sa mení smernica (EÚ) 2018/2001, nariadenie (EÚ) 2018/1999 a smernica 98/70/ES, pokiaľ ide o podporu energie z obnoviteľných zdrojov, a ktorou sa zrušuje smernica Rady (EÚ) 2015/652

postupne pristupujú k znižovaniu svojho vlastného odberu elektriny inštaláciou fotovoltických systémov najmä na strechách budov.

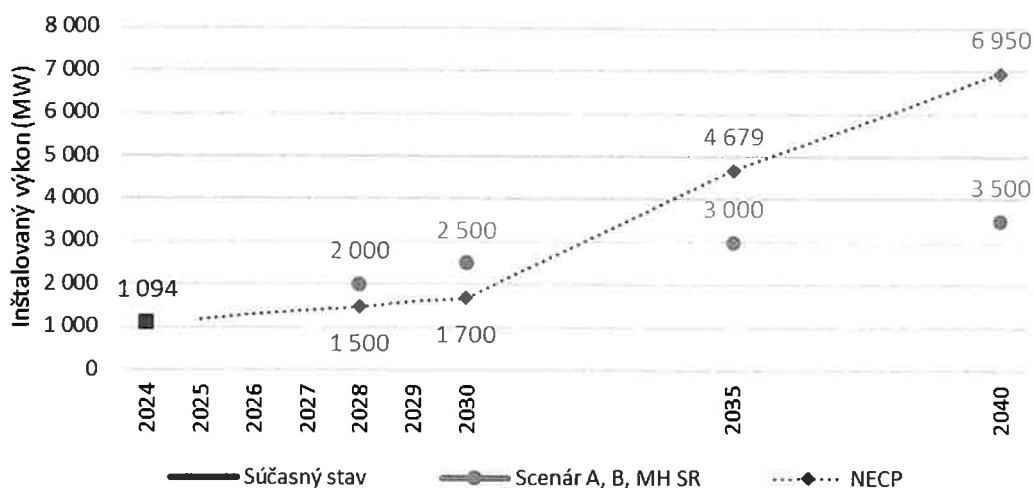
Celkový inštalovaný výkon FVE pripojených k ES SR za obdobie od tzv. ukončenia stop stavu pre pripájanie zdrojov do sústavy⁶ (6.4.2021) do 31.12.2024 je 562 MW. Spolu s už skôr pripojenými FVE bol k 31.12.2024 evidovaný celkový pripojený výkon FVE na úrovni 1 094 MW. V prípade VTE je za uvedené obdobie evidovaný nulový nárast pripojených VTE.

Na nasledujúcich obrázkoch (3.6 a 3.7) je znázornený predpokladaný vývoj inštalovaného výkonu FVE a VTE v scenároch A, B a MH SR do roku 2040.

Vo všetkých troch scenároch sa do roku 2030 predpokladá vyšší inštalovaný výkon FVE ako indikuje NECP SR. Akceleráciu pripájania nových inštalácií FVE predurčuje viacero faktorov, najmä však odstránenie existujúcich bariér súvisiacich s realizáciou FVE najmä veľkých výkonov mimo typov „malý zdroj“ a „lokálny zdroj“.

Za horizontom 2030 pokračuje vývoj inštalovaného výkonu lineárne až do roku 2040, čo znamená, že inštalovaný výkon FVE v roku 2040 bude v scenároch PPZ výrazne nižší ako v prípade výrazného rastu podľa NECP SR.

Časť inštalácií FVE, najmä typu „malý zdroj“ na napäťovej úrovni nn, tvoria inštalácie FVE v kombinácii s batériovým úložiskom.



Obr. č. 3.6 Vývoj inštalovaného výkonu FVE do roku 2040

Veterné elektrárne

K 31.12.2024 pretrvávala veľkosť pripojeného inštalovaného výkonu na úrovni 3,14 MW. Od tzv. ukončenia stop stavu nebol pripojený žiadny zdroj na báze využívania energie z vetra, aj napriek skutočnosti, že k 31.12.2024 malo 9 projektov prevádzkovateľmi regionálnych distribučných sústav schválené žiadosti o pripojenie do DS s celkovým inštalovaným výkonom 210 MW.

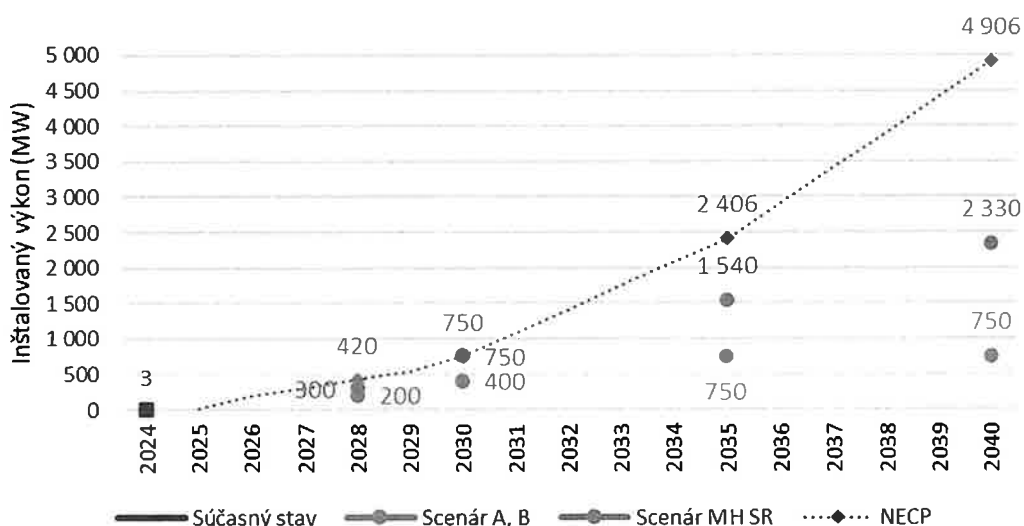
⁶ Uvoľnenie obmedzenia pripájania nových zdrojov

V scenári A a B sa predpokladá nižší trend nárastu inštalovaného výkonu VTE do roku 2030 ako uvažuje NECP a po roku 2030 inštalovaný výkon VTE nepresiahne hodnotu 750 MW stanovenú v NECP.

Scenár MH SR uvažuje s rýchlejšim zavádzaním tejto technológie do energetického mixu SR, pričom predpokladá, že v roku 2030 bude inštalovaný výkon VTE rešpektovať návrh NECP. Za týmto časovým horizontom naďalej pokračuje nárast inštalovaného výkonu VTE až do výšky 2 330 MW v roku 2040. Tento scenár tak predpokladá lepšie podmienky pre realizáciu VTE ako v scenároch A a B. Scenár MH SR však predpokladá nižšie tempo nárastu inštalovaného výkonu VTE v porovnaní s NECP SR, ktorý v roku 2040 predpokladá vysoký inštalovaný výkon VTE, vo výške takmer 5 GW.

Vo všetkých scenároch akceleráciu pripájania nových inštalácií VTE predurčuje viacero faktorov, najmä však odstránenie existujúcich bariér súvisiacich s realizáciou VTE. V neposlednom rade je to aj nastavenie ďalších legislatívnych, podporných a dotačných mechanizmov zo strany štátu umožňujúcich ďalšie pripájanie VTE.

Jedným z takýchto mechanizmov v oblasti legislatívy je vytvorenie akceleračných zón pre urýchlenie rozvoja veternej energetiky, ktoré majú za úlohu zrýchliť výstavbu a pripájanie veterných parkov na území SR.



Obr. č. 3.7 Vývoj inštalovaného výkonu VTE do roku 2040

Ostatné OZE

Do portfólia OZE, okrem významného podielu v inštalovanom výkone FVE, VTE a VE, prispievajú aj zdroje elektriny na báze geotermálnej energie a taktiež zariadenia spaľujúce biomasu v tuhej či kvapalnej forme, ktoré využívajú odpad z priemyselných prevádzok (drevospracujúci priemysel) alebo z poľnohospodárskych objektov.

Vzhľadom na zvýšenú požiadavku na efektívne a ekologické spracovanie odpadu, definovanú v NECP a v legislatíve EÚ (Smernica 2008/98/ES⁷), sa dá očakávať nárast inštalovaného výkonu v zariadeniach na spaľovanie odpadov a ČOV. Tieto zariadenia budú, vzhľadom na

⁷ Smernica Európskeho parlamentu a Rady 2008/98/ES z 19. novembra 2008 o odpade

svoj inštalovaný výkon, pripájané do distribučných sústav, čím budú umiestnené bližšie k miestam konečnej spotreby elektriny.

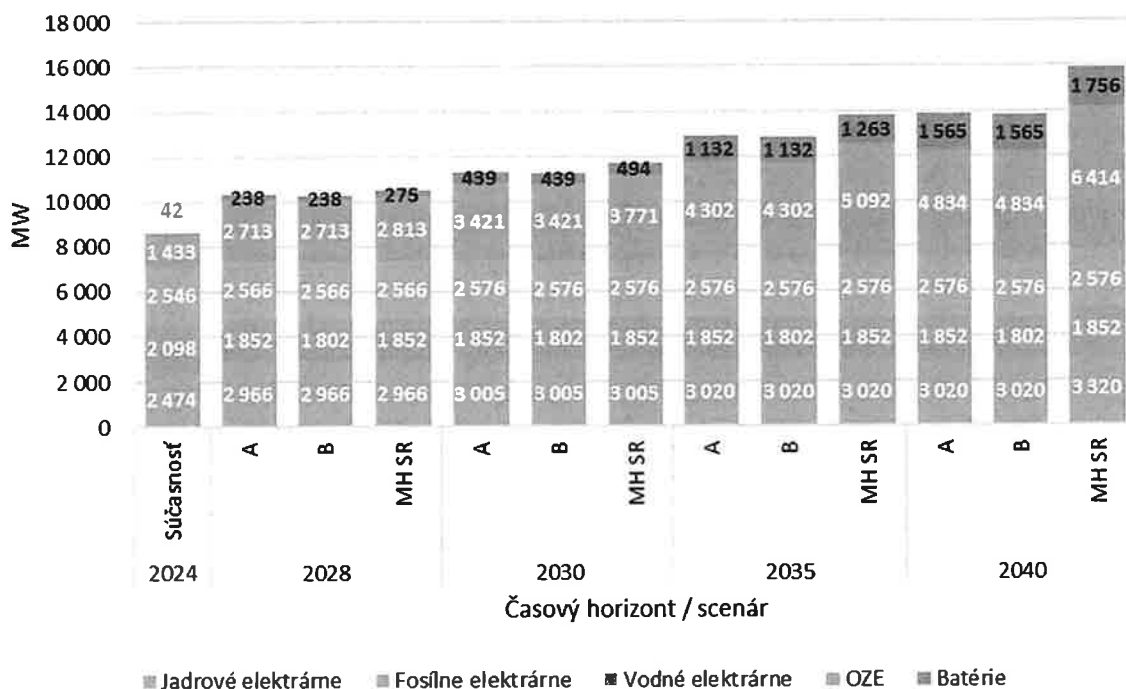
Nárast inštalovaného výkonu v týchto technológiách je v scenároch uvažovaný v súlade s trendom nárastu tak, ako ho predpokladá NECP. V kategórii "ostatné OZE" sa po roku 2030 v tomto spracovaní neuvažuje s ďalším navyšovaním výkonu.

Zdroj	Inštalovaný výkon [MW]	Rok uvedenia do prevádzky	Prevádzka					Výhľad			
			2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Jadrové elektrárne											
EBO V2 bl.3	500	1984									
EBO V2 bl.4	500	1985									
Mochovce 1	501	1998									
Mochovce 2	501	1999									
Mochovce 3	471	2023									
Mochovce 4	471	2026									
Fosílné elektrárne											
Vojany 1-5 ¹	110	2001									
Vojany 1-6 ¹	110	2001									
Tepláreň Bratislava	50	1953									
Tepláreň Košice	104	1967									
Tepláreň Žilina	50	1967									
Tepláreň Martin	42	1955									
PPC Bratislava	218	1998									
PPC Levice	87	2007									
PPC Malženice	430	2011									
ST1 Panické Dravce	50	2010									
DG 3x32 MW	96	2010									
PPC Považská Bystrica	64	2011									
ST Tp Bratislava II	58	2012									
Vodné elektrárne a PVE											
VE Gabčíkovo	720	1992									
PVE Čierny Váh	735	1982									
Vážska kaskáda	811										

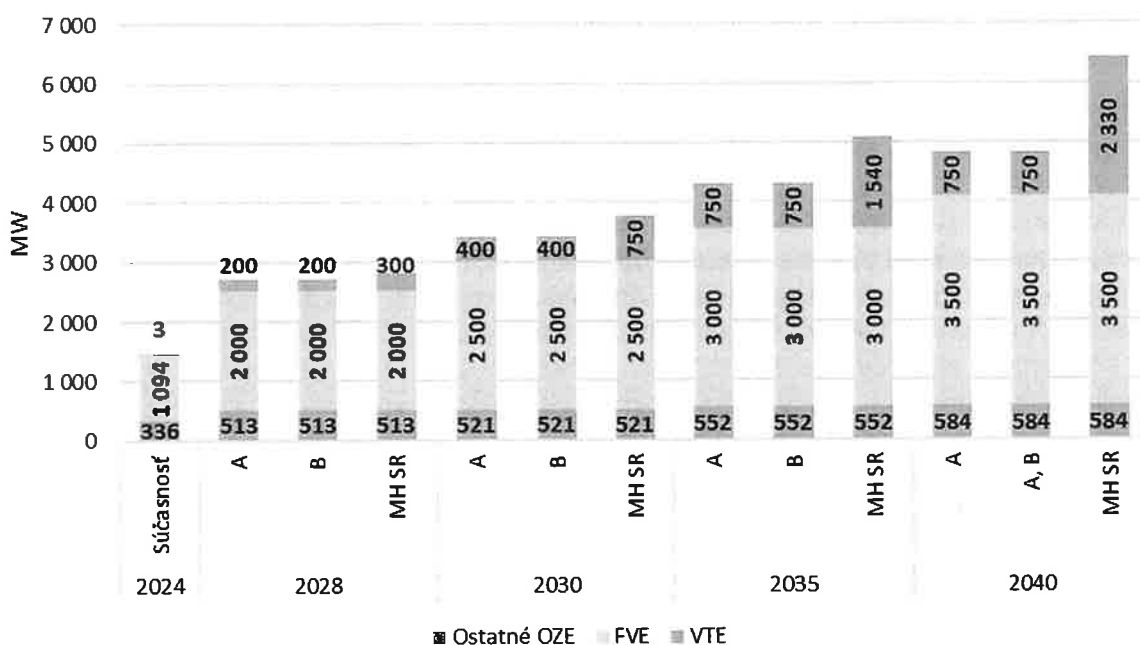
¹ Dátum ukončenia prevádzky 26.03.2024



Tab. č. 3.1 Obdobie prevádzky súčasných a plánovaných väčších výrobných jednotiek



Obr. č. 3.8 Vývoj inštalovaného výkonu zdrojov elektriny, vrátane batériových úložísk, v ES SR do roku 2040



Obr. č. 3.9 Vývoj inštalovaného výkonu OZE (okrem VE) v ES SR do roku 2040

3.4 Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR

Prenosové kapacity na cezhraničných profiloch SEPS sú pridelované v niekoľkých časových horizontoch – na ročnej, mesačnej, dennej a vnútrodennej báze. Na pridelovanie kapacít sú v závislosti od príslušného časového horizontu a cezhraničného profilu aplikované postupy explicitných aukcií a implicitných aukcií, resp. na vnútrodennej báze prebieha priebežné obchodovanie.

Pridelovanie cezhraničných prenosových kapacít na ročnej a mesačnej báze na cezhraničných profiloch SK-PL, SK-CZ a SK-HU prebiehalo v roku 2024 prostredníctvom aukčnej kancelárie Joint Allocation Office S.A. (JAO) so sídlom v Luxemburgu. Cezhraničné kapacity boli prideľované v explicitných aukciách vo forme finančných prenosových práv (FTR options).

JAO plní funkciu prevádzkovateľa SAP (Single Allocation Platform) na základe dohody o spolupráci formou jednotnej prideľovacej platformy (Single Allocation Platform Cooperation Agreement) medzi JAO a participujúcimi európskymi prevádzkovateľmi prenosových sústav.

Na dennej báze boli v roku 2024 cezhraničné kapacity na profiloch SK-HU, SK-CZ, SK-PL prideľované implicitne v rámci procesov SDAC (Single Day-ahead Coupling).

Na vnútrodennej báze prebiehalo v roku 2024 na profiloch SK-CZ, SK-HU a SK-PL priebežné obchodovanie prostredníctvom platformy SIDC XBID.

Obchodným dňom 14.6.2024 bol projekt SIDC (Single Intraday Coupling) rozšírený o vnútrodenne aukcie (IDAs). Nominovaní organizátori krátkodobého trhu a prevádzkovatelia PS predstavili nové riešenie oceňovania cezhraničných kapacít na vnútrodennom trhu prostredníctvom nového formátu obchodovania. Od tohto dátumu je oceňovanie cezhraničnej kapacity prostredníctvom IDA súčasťou jednotného vnútrodenného trhu v Európe. IDAs dotvárajú trh SIDC, ktorý bol v posledných rokoch založený na priebežnom obchodovaní. IDAs sú implicitné aukcie, kde sa zozbierané objednávky spárujú a cezhraničná kapacita sa prideľuje súčasne pre rôzne obchodné oblasti, pričom sa určujú zúčtovacie ceny pre každú obchodnú oblasť. Vnútrodenne aukcie podporili konkurencieschopnosť v oblastiach výroby, obchodovania a dodávky elektriny, a to optimalizovaním prideľovania cezhraničných kapacít a zabezpečením spravodlivého a nediskriminačného zaobchádzania s účastníkmi trhu.

Implementácia IDAs v celej Európe bola kľúčovým míľnikom pre dokončenie jednotného európskeho trhu s elektrinou. Spoločnosť SEPS organizovala v roku 2024 prideľovanie prenosových kapacitných práv len na cezhraničnom profile prenosovej sústavy SR s Ukrajinou, a to do 3.3.2024, kedy sa uskutočnila posledná denná unilaterálna explicitná aukcia. Dňa 4.3.2024 boli na profile SK-UA spustené spoločné denné explicitné aukcie organizované aukčnou kanceláriou JAO. Ponúkaná kapacita bola počas roka 2024 využívaná prevažne v importnom smere na Ukrajinu. Zavedenie spoločných aukcií znamená krok vpred pri koordinácii prideľovania kapacít na profile SK-UA, čím sa tiež zjednodušil prístup k cezhraničnej kapacite pre účastníkov trhu. Zavedením spoločných aukcií bolo ukončené prideľovanie cezhraničných kapacít na profile SK-UA formou jednostranných aukcií.

Profil	Ročná aukcia	Mesačné aukcie	Denné aukcie	Vnútrodenné prideľovanie	
SK/CZ	explicitná (SAP)	explicitné (SAP)	implicitné (Market coupling)	od 14.6.2024 implicitné aukcie (Market coupling)	implicitné priebežné obchodovanie (XBID)
SK/HU	explicitná (SAP)	explicitné (SAP)	implicitné (Market coupling)	od 14.6.2024 implicitné aukcie (Market coupling)	implicitné priebežné obchodovanie (XBID)
SK/PL	explicitná (SAP)	explicitné (SAP)	implicitné (Market coupling)	od 14.6.2024 implicitné aukcie (Market coupling)	implicitné priebežné obchodovanie (XBID)
SK/UA	nezavedené	nezavedené	do 3.3.2024 jednostranné explicitné (aukčná kancelária SEPS) od 4.3.2024 spoločné explicitné (aukčná kancelária JAO)	nezavedené	

Tab. č. 3.2 Prehľad režimu prideľovania kapacít na cezhraničných profiloch SEPS v roku 2024

4 Analýzy a vyhodnotenie výsledkov

4.1 Hodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR

Štandard spoľahlivosti (ďalej aj ako **RS** z angl. „Reliability Standard“) je parameter, ktorý sa používa na hodnotenie zdrojovej primeranosti elektrizačnej sústavy. Udáva medzný počet hodín, kedy ešte môžeme považovať sústavu za zdrojovo primeranú. Ak je hodnota trvania očakávanej nedodávky vyššia ako stanovený štandard spoľahlivosti, je elektrizačná sústava zdrojovo neprimeraná a vyžaduje investície do nových zdrojov elektriny, zvýšenia importnej kapacity, prípadne rozvoja opatrení, ktoré pomôžu zabezpečiť zdrojovú primeranosť sústavy, ako je napr. riadenie na strane spotreby.

RS je odvodený od ceny nedodanej elektriny (Value of Lost Load - VoLL) a nákladov na nový zdroj (Cost of New Entry – CONE) a je vyjadrený aspoň ukazovateľom trvania očakávanej nedodávky (Loss of Load Expectation – LOLE), prípadne ďalším ukazovateľom v podobe očakávanej nedodanej energie (Expected Energy Not Served – EENS).

Článok 25 Nariadenia (EÚ) č. 943/2019 ukladá členským štátom povinnosť riadiť sa štandardom spoľahlivosti v prípade uplatnenia kapacitných mechanizmov.

Výsledky pre stanovenie RS uvedené v tomto PPZ si dala spracovať SEPS pre svoje vlastné analýzy v roku 2020, t.j. pred celosvetovou pandémiou COVID a vojenským útokom Ruska na Ukrajinu, ktoré mohli mať dopad na VoLL, CONE a celkovo RS. Tento bol stanovený jednoduchšou metodikou, ktorá nebola schválená ACER, a teda hodnota $LOLE_{RS}$ sa dá považovať iba za indikatívnu. **Takto bol referenčný štandard spoľahlivosti pre ES SR stanovený $LOLE_{RS}$ na úrovni 11 hodín za rok.** V súčasnosti SR nemá oficiálne určený štandard spoľahlivosti, ktorý by bol stanovený v súlade s metodikou ACER.

Na posúdenie úrovne primeranosti pre vybraný časový horizont a geografickú oblasť sa používajú nasledovné ukazovatele:

- **LLD** (Loss of Load Duration) – trvanie nedodávky elektriny pre jeden náhodný analyzovaný stav sústavy, určený pomocou metódy Monte Carlo,
- **LOLE** (Loss Of Load Expectation) – očakávané trvanie nedodávky elektriny. LOLE je aritmetický priemer LLD zo všetkých náhodných analyzovaných stavov sústavy,
- **ENS** (Energy Not Served) – nedodaná energia pre jeden náhodný analyzovaný stav sústavy, určený pomocou metódy Monte Carlo,
- **EENS** (Expected Energy Not Served) – očakávaná nedodaná elektrická energia. EENS je aritmetický priemer ENS zo všetkých náhodných analyzovaných stavov sústavy.

Z výsledkov vyplýva, že s výnimkou scenára B/rok 2040, hodnoty LOLE (priemer LLD) a EENS (priemer ENS) nadobúdajú pre Slovensko nulové, alebo len veľmi nízke hodnoty (pre LOLE hlboko pod predpokladaným parametrom spoľahlivosti $LOLE_{RS} = 11$ h/rok) počas celého sledovaného obdobia, taktiež s veľmi nízkou očakávanou nedodávkou energie (EENS).

Scenár	horizont 2028		horizont 2030		horizont 2035		horizont 2040	
	EENS (GWh/rok)	LOLE (h/rok)	EENS (GWh/rok)	LOLE (h/rok)	EENS (GWh/rok)	LOLE (h/rok)	EENS (GWh/rok)	LOLE (h/rok)
A	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,3	2,4
B	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	2,7	37,7	41,7
MH SR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	2,1	3,8

Tab. č. 4.1 Vyhodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR

V nasledujúcej tabuľke sú uvedené detailné výsledky ENS a LLD iba pre roky 2035 a 2040, pretože v ostatných rokoch sú hodnoty nulové. Mediánové výsledky reprezentujú najpravdepodobnejší stav a výsledky pre 95. percentil reprezentujú nepriaznivý stav, ktorého pravdepodobnosť výskytu je raz za 20 rokov.

Rok	Parameter	Ukazovateľ	Scenár A	Scenár B	Scenár MH SR
2035	ENS GWh/rok	Priemer	0,0	1,4	0,1
		Medián	0,0	0,0	0,0
		P95	0,0	6,6	0,0
	LLD h/rok	Priemer	0,1	2,7	0,3
		Medián	0,0	0,0	0,0
		P95	0,0	14,0	0,0
2040	ENS GWh/rok	Priemer	1,3	37,7	2,1
		Medián	0,0	16,0	0,0
		P95	6,1	160,3	13,4
	LLD h/rok	Priemer	2,4	41,7	3,8
		Medián	0,0	22,0	0,0
		P95	16,0	166,1	27,1

Tab. č. 4.2 Vyhodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR

Vo všeobecnosti sa nedodaná energia vyskytuje v takých stavoch, kedy na pokrytie zaťaženia ES SR nie sú dostupné dostatočné výrobné kapacity v ES SR, a zároveň nie je možné chýbajúcu kapacitu pre pokrytie zaťaženia importovať zo zahraničia. To môže byť spôsobené buď nedostatočnou importnou schopnosťou cezhraničných profilov, alebo nedostatkom výrobnéj kapacity v zahraničných sústavách pri dostatočnej importnej schopnosti cezhraničných profilov. V druhom uvedenom prípade by ani posilnenie prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch neznížilo hodnotu LOLE.

Jediný scenár prekračujúci stanovený štandard spoľahlivosti je scenár B v časovom horizonte 2040, ktorý je charakteristický vysokou spotrebou elektriny, na úrovni 52,8 TWh, čo je takmer dvojnásobok súčasnej spotreby elektriny SR a importným saldóm 8,5 TWh. Ku vzniku nedodanej energie v tomto prípade dochádza iba v zimných mesiacoch, najmä počas odberových špičiek pri nepriaznivých poveternostných podmienkach pre výrobu elektriny z OZE a po vyčerpaní PVE a vybití batérií. Teplota, vodnatosť riek, osvit a rýchlosť vetra, od ktorých je závislá výroba OZE, majú regionálny dosah, čo znamená, že chýbajúci výkon na pokrytie nedodanej elektriny nie je možné zabezpečiť ani importom zo zahraničia.

V scenári B nebolo do roku 2040 uvažované s výstavbou žiadneho nového konvenčného zdroja, t.j. ani s výrobou z prípadných SMR, čo do značnej miery vplýva na veľkosť ukazovateľov LOLE a EENS.

Predpokladaná potrebná veľkosť nového zdroja pre dodržanie stanoveného štandardu spoľahlivosti ($LOLE_{RS} = 11$ h/rok) pre rok 2040 scenára B bola stanovená nájdením zdroja s takým inštalovaným výkonom, aby k výskytu nedodanej elektriny dochádzalo maximálne počas 11 hodín v roku.

Na určenie výkonu tohto zdroja bol použitý iteračný proces, v ktorom bolo uvažované so zdrojom s výkonom 750 MW, 800 MW, 900 MW a 1 000 MW s výrobnými nákladmi prevyšujúcimi náklady akéhokoľvek iného zdroja ES SR, a to za účelom, aby bola zaistená prevádzka prioritne počas výskytu nedodávky, a bola minimalizovaná prevádzka v hodinách bez indikovanej nedodávky, keďže primárnym účelom dodatočného zdroja v zmysle tejto kapitoly PPZ je eliminovať výskyt nedodanej elektriny na prípustnú mieru, resp. na úroveň $LOLE_{RS} = 11$ h/rok.

Inštalovaný výkon dodatočného zdroja	Výroba (GWh)	Využitie maxima (h)	EENS (GWh/rok)	LOLE (h/rok)
0 MW	N/A	N/A	37,7	41,7
750 MW	405,8	541,1	9,1	12,0
800 MW	429,4	536,7	8,2	11,0
900 MW	475,1	527,9	6,5	9,2
1 000 MW	519,0	519,0	5,1	7,6

Tab. č. 4.3 Iteračný výpočet pre stanovenie veľkosti dodatočného flexibilného inštalovaného výkonu pre dodržanie zvoleného štandardu spoľahlivosti; Scenár B, rok 2040

Výpočet s dodatočným zdrojom s inštalovaným výkonom 800 MW preukázal zníženie trvania nedodávky na 10,97 h/rok, čím by bol dodržaný zvolený štandard spoľahlivosti. Zdroj s takto definovanými parametrami by dodal do sústavy takmer 430 GWh elektrickej energie, čím by sa čiastočne zmenil aj spôsob nasadzovania PVE a batérií, ktoré pri pokrývaní nedodávky zohrávajú významnú úlohu. Zároveň sa potvrdil predpoklad, že zdroj našiel uplatnenie aj mimo hodín s výskytom nedodanej elektriny v pôvodnom výpočte scenára B pre horizont 2040, pričom využitie maxima je pri tomto zdroji na úrovni necelých 540 hodín.

Vzhľadom k tomu, že v prípade roku 2040 ide o dlhodobý výhľad presahujúci 10 rokov, je s ním spojená významne vyššia miera neistoty na strane vstupných predpokladov, a teda aj na strane výstupov. Rok 2040 je v PPZ analyzovaný nad rámec časového rámca, ktorý analyzuje európske hodnotenie zdrojovej primeranosti ERAA.

4.1.1 Vyhodnotenie vplyvu možného ukončenia štátnej podpory doplatkom zdrojov elektriny na báze VÚ KVET spaľujúce zemný plyn z pohľadu zdrojovej primeranosti

Vplyv možného ukončenia štátnej podpory zdrojov elektriny na báze VÚ KVET spaľujúce zemný plyn (bližší popis scenára je uvedený v kapitole 3.1) je z pohľadu zdrojovej primeranosti zanedbateľný. V roku 2030 nedochádza k nedodávke elektriny v žiadnom analyzovanom scenári a v roku 2035 nedošlo k zmene výšky nedodávky vplyvom zmeny prevádzkovania týchto zdrojov VÚ KVET.

Napriek poklesu výroby o takmer 0,5 TWh v roku 2035, nedošlo ku zmene ukazovateľov LOLE (priemer LLD) ani EENS (priemer ENS), ktoré sa pre hodnotenie zdrojovej primeranosti

používajú. Trvanie nedodávky je v oboch prípadoch indikované na úrovni 0,3 h/rok, čo je výrazne pod predpokladaným parametrom spoľahlivosti $LOLE_{RS} = 11$ h/rok.

Ku zmene LOLE a EENS v roku 2035 nedošlo, pretože aj v tomto scenári pretrváva dostatok tuzemskej výroby elektriny a importnej kapacity cezhraničných profilov. Je zachované exportné saldo ES SR, pričom export do okolitých krajín klesol o cca 0,5 TWh. Podrobnejšie porovnanie z bilančného hľadiska je dostupné v kapitole 4.3.1.

Parameter	Ukazovateľ	Scenár MH SR	Scenár MH SR bez št. podpory VÚ KVET
ENS GWh/rok	Priemer	0,1	0,1
	Medián	0,0	0,0
	P95	0,0	0,0
LLD h/rok	Priemer	0,3	0,3
	Medián	0,0	0,0
	P95	0,0	0,0

Tab. č. 4.4 Vyhodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR v scenári MH SR s ukončením štátnej podpory doplatkom zdrojov VÚ KVET na báze zemného plynu; rok 2035

4.2 Európske hodnotenie zdrojovej primeranosti - ERAA 2024

Na základe ustanovenia čl. 23 nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2019/943 z 5. júna 2019 o vnútornom trhu s elektrinou⁸ podľa metodiky schválenej Agentúrou pre spoluprácu regulačných orgánov v oblasti energetiky (ACER) rozhodnutím č. 24/2020 z 2. októbra 2020⁹ vypracovalo ENTSO-E európske posúdenie primeranosti zdrojov – ERAA 2024¹⁰.

ENTSO-E hodnotilo scenár „NT“ – stredný referenčný scenár, ktorý bol vytvorený na základe bottom-up scenára „National Trends“ vychádzajúceho z očakávaní jednotlivých členských prevádzkovateľov PS ENTSO-E.

V nasledujúcej tabuľke je uvedený prehľad výsledkov ERAA 2024 pre Slovensko.

	Parameter	Priemer	Medián	95. percentil
2026	LLD (h/rok)	0,85	0	4
	ENS (GWh/rok)	0,02	0,00	0,09
2028	LLD (h/rok)	2,91	0	16
	ENS (GWh/rok)	0,09	0,00	0,43
2030	LLD (h/rok)	2,54	0	17
	ENS (GWh/rok)	0,09	0,00	0,42
2035	LLD (h/rok)	4,33	0	29
	ENS (GWh/rok)	0,27	0,00	2,13

Tab. 4.5 Prehľad výsledkov ERAA 2024 – stredný referenčný scenár ENTSO-E „NT“

⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02019R0943-20240716>

⁹ https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%20242020%20on%20ERAA_1.pdf

¹⁰ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2024/>

Z výsledkov vyplýva, že hodnoty LOLE (priemer LLD) a EENS (priemer ENS) nadobúdajú pre Slovensko veľmi nízke hodnoty (pre LOLE hlboko pod predpokladaným parametrom spoľahlivosti $LOLE_{RS} = 11$ h/rok) počas celého sledovaného obdobia s veľmi nízkou očakávanou nedodávkou energie (EENS). Mediánové výsledky reprezentujú najpravdepodobnejší stav s pravdepodobnosťou výskytu raz za dva roky, a výsledky pre 95. percentil reprezentujú nepriaznivý stav, ktorého pravdepodobnosť výskytu je raz za 20 rokov.

V nasledujúcej tabuľke sú uvedené výsledky pre EVA (Economic Viability Assessment – posúdenie ekonomickej životaschopnosti technológií) z ERAA 2024 pre Slovensko. Vyhodnotenie EVA bolo spracované za účelom potreby identifikácie technológií, ktoré by bolo za účelom minimalizácie nákladov systému na obstaranie silovej elektriny vhodné buď ako nové uviesť do prevádzky, alebo jestvujúce vyradiť z prevádzky, tzv. zakonzervovať.

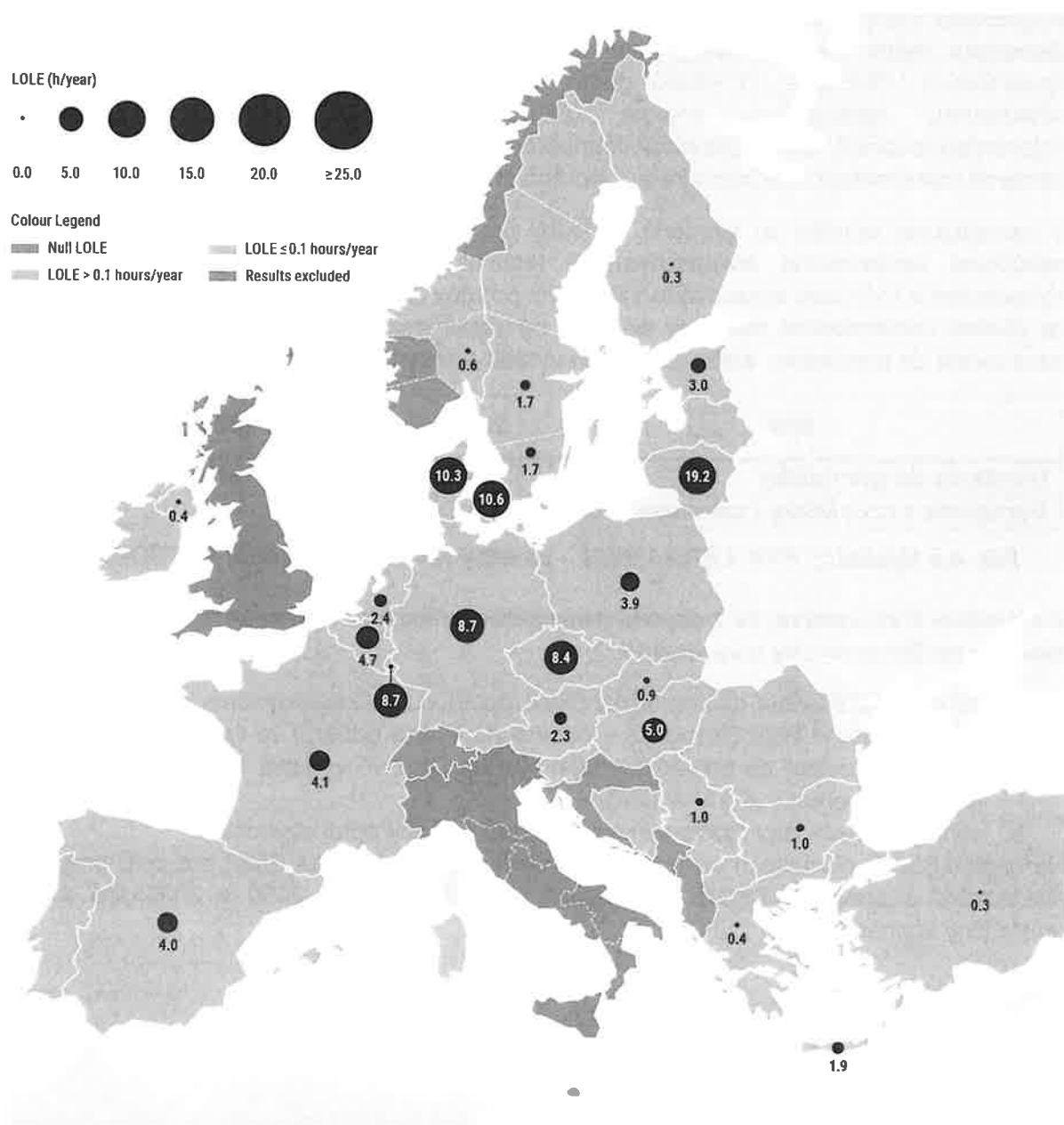
MW	2026	2028	2030	2035	Technológia
Uvedenie do prevádzky	120	120	120	270	DSR
Vyradenie z prevádzky / zakonzervovanie	0	0	0	0	-----

Tab. 4.6 Výsledky EVA z ERAA 2024 – stredný referenčný scenár ENTSO-E „NT“

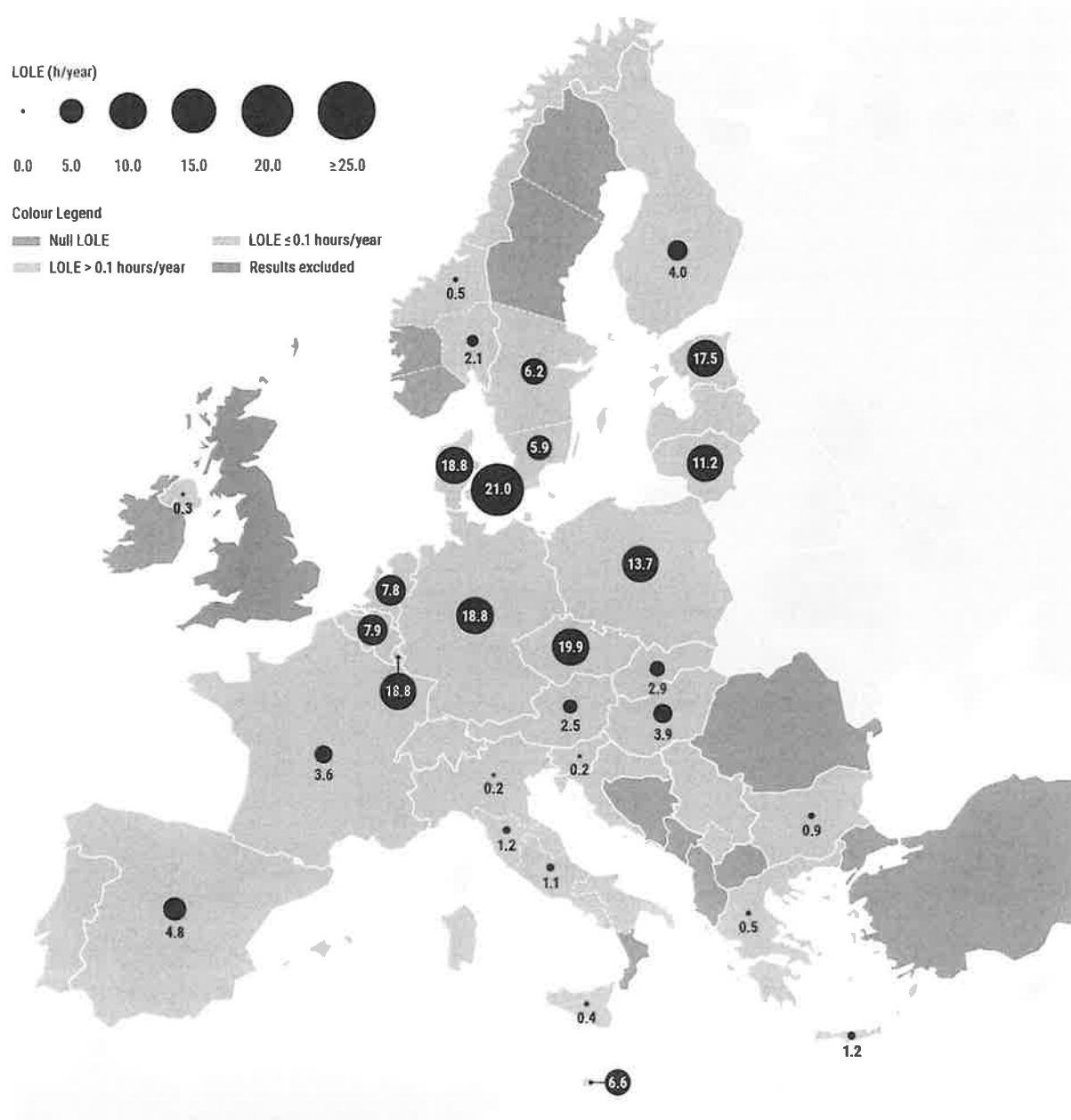
Z výsledkov EVA vyplýva, že z dôvodu minimalizácie nákladov systému na obstaranie silovej elektriny na Slovensku by bolo vhodné:

- od roku 2026 uviesť do prevádzky (napr. pomocou aplikácie dynamických taríf) systém DSR (Demand Side Response – odozva na strane odberu) vo veľkosti 120 MW a od roku 2035 uviesť do prevádzky ďalší systém DSR vo veľkosti 150 MW, čo by viedlo k celkovej veľkosti 270 MW DSR,
- vyradiť z prevádzky / zakonzervovať netreba žiadny zdroj elektriny.

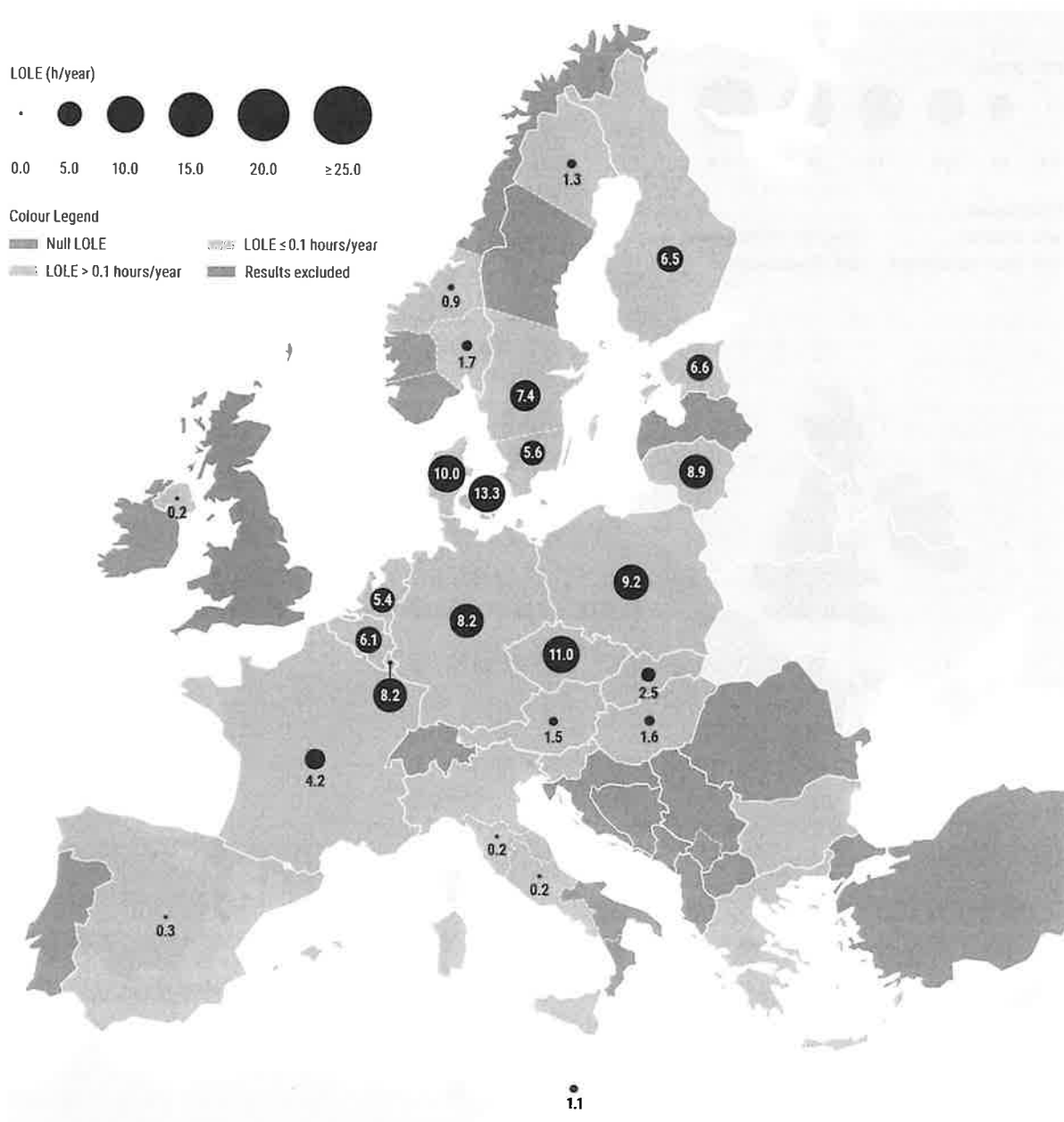
Na nasledujúcich obrázkoch sú uvedené výsledky LOLE z ERAA 2024 pre celú prepojenú elektrizačnú sústavu ENTSO-E pre cieľové roky 2026, 2028, 2030 a 2035 pre stredný referenčný scenár ENTSO-E „NT“.



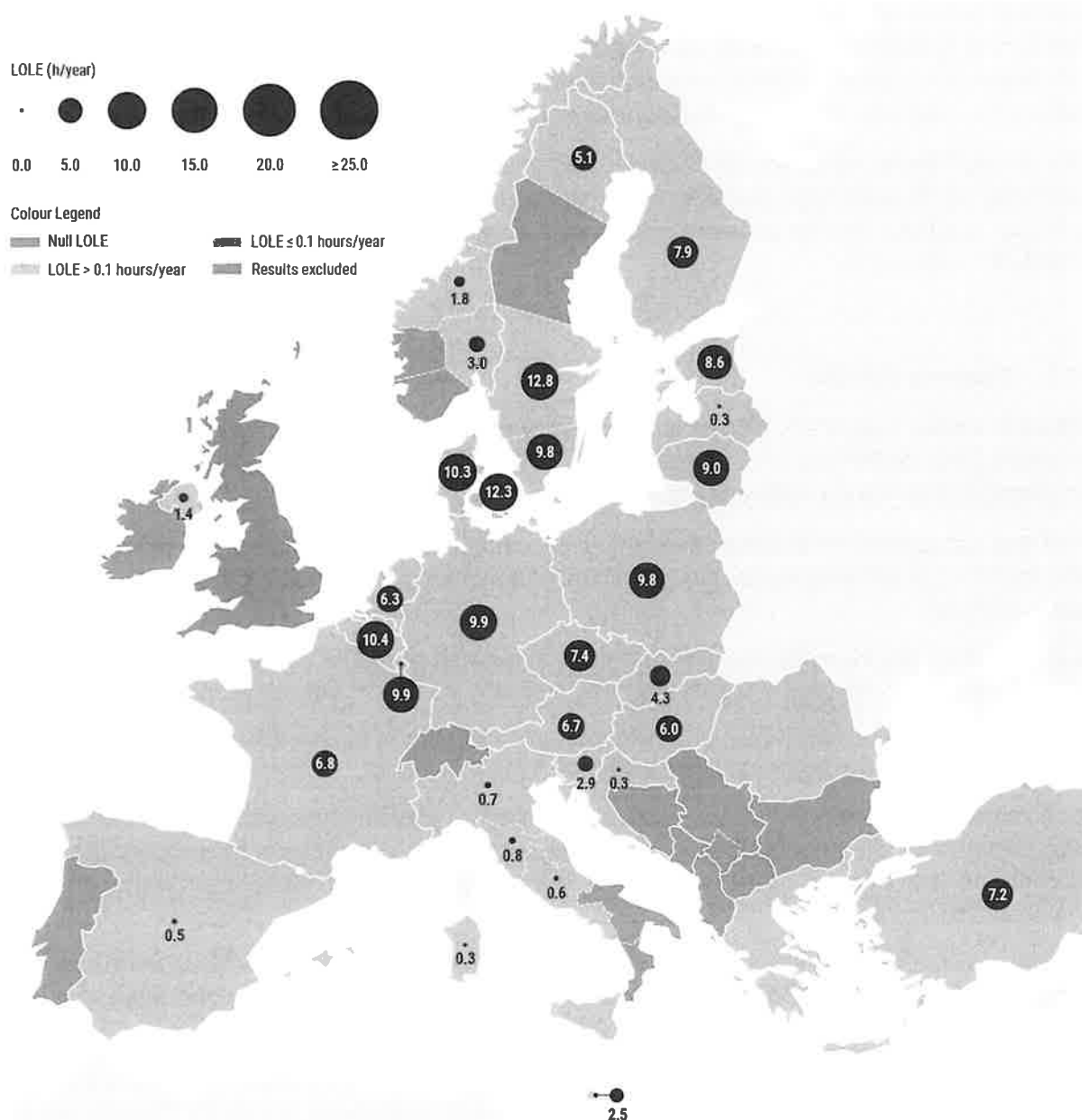
Obr. 4.1 Hodnoty LOLE (h/rok) pre stredný referenčný scenár ENTSO-E „NT“ – rok 2026



Obr. 4.2 Hodnoty LOLE (h/rok) pre stredný referenčný scenár ENTSO-E „NT“ – rok 2028



Obr. 4.3 Hodnoty LOLE (h/rok) pre stredný referenčný scenár ENTSO-E „NT“ – rok 2030



Obr. 4.4 Hodnoty LOLE (h/rok) pre stredný referenčný scenár ENTSO-E „NT“ – rok 2035

Komentár v ERAA 2024 k výsledkom SR

Výsledky ERAA 2024 ukazujú nenulové hodnoty LOLE / EENS pre Slovensko s rastúcim trendom pre všetky cieľové roky. Maximálna hodnota LOLE je uvedená pre cieľový rok 2035 na úrovni 4,33 h/rok a značne vysoké hodnoty sa objavujú pre 95. percentil s maximom 29 h/rok pre cieľový rok 2035. Naopak, hodnoty ENS, priemerné a aj pre 95. percentil, sú veľmi nízke, vo väčšine prípadov blízke 0 GWh. Na Slovensku ešte nebol oficiálne stanovený štandard spoľahlivosti, avšak hodnoty LOLE a EENS treba považovať za hodné pozornosti a následne bude potrebné v budúcnosti situáciu podrobnejšie sledovať v rámci národného posúdenia primeranosti zdrojov.

Vysoký pomer stabilnej výroby z jadrových elektrární, spolu s novým jadrovým blokom Mochovce 4, ktorého uvedenie do prevádzky sa očakáva v roku 2026, a zvýšenie kapacity obnoviteľných zdrojov energie, najmä solárnej fotovoltiky a veternej energie, čo je v súlade so súčasným návrhom NECP, by mali pomôcť zaručiť prijateľné úrovne LOLE a EENS.

Na druhej strane, výsledky ERAA môžu byť mierne skreslené a dokonca vyššie, pretože skutočný vývoj veterných elektrární na Slovensku nie je taký optimistický, ako sa očakávalo v NECP a ERAA, keďže súčasná inštalovaná kapacita sa blíži k 0 MW a NECP očakáva 750 MW v roku 2030.

4.3 Bilancie ES SR

Bilancie výroby a spotreby jednotlivých scenárov podľa vstupných predpokladov uvedených v kapitole 3 sú výsledkom tzv. market simulácie¹¹ prevádzky celoeurópskej sústavy pomocou matematického modelu softvéru Antares.

Analýza zabezpečenia dodávok elektriny v SR vychádza z predpokladov prognózy spotreby elektriny a očakávaného vývoja disponibilného inštalovaného výkonu v zariadeniach na výrobu elektriny v SR.

Z pohľadu výroby elektriny sú najvýznamnejším a najstabilnejším zdrojom JE, ktoré vyrábajú viac ako polovicu celkovej slovenskej výroby elektriny v každom scenári a časovom horizonte.

Aj napriek relatívne vysokému predpokladanému nárastu inštalovaného výkonu OZE je ich využitie oproti konvenčným elektrárnám nízke.

Ani vplyvom odstavenia EVO v roku 2024, alebo vplyvom vyššieho zastúpenia OZE v zdrojovom mixe SR nedochádza k významnému poklesu vo výrobe z fosílnych palív, čo je spôsobené prevádzkou najmä závodných elektrární či teplární, ktoré na výrobu elektriny využívajú fosílnu palivá.

Objem vyrobenej elektriny vodných elektrární mierne narastá kvôli nárastu inštalovaného výkonu MVE podľa NECP SR, a tiež kvôli vyššiemu využívaniu PVE spôsobenému rastúcou výrobou FVE a VTE.

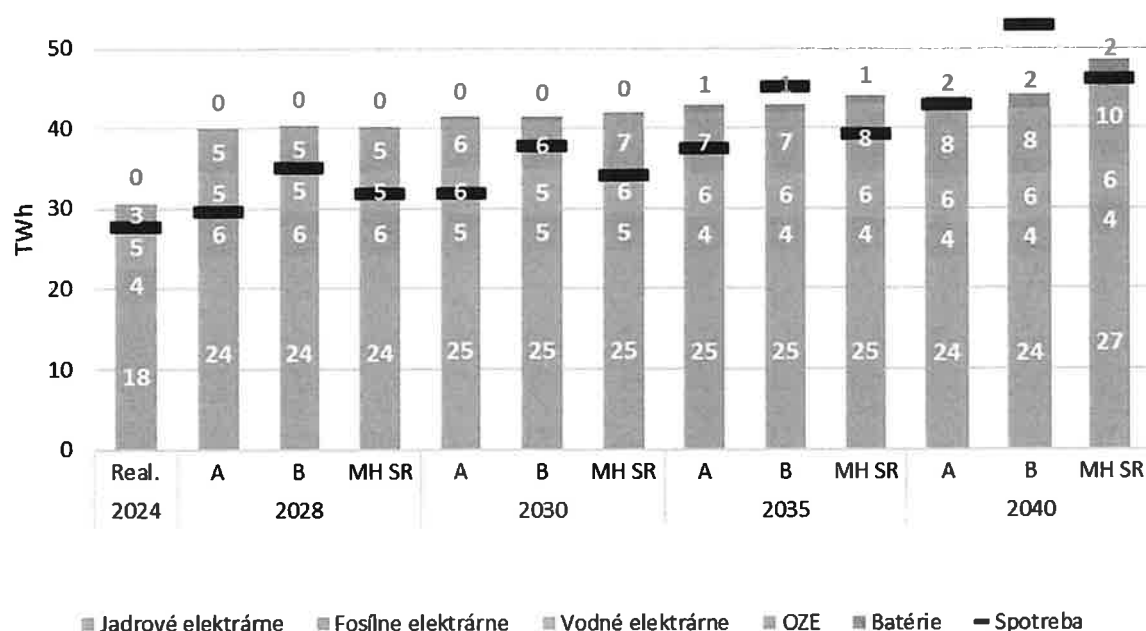
Dodávka elektriny z batérií je vzhľadom na ostatné technológie relatívne nízka, ale na ich primárny účel krátkodobého skladovania elektriny je ich pripojenie do ES SR žiaduce hlavne na vyrovnanie špičiek výroby z ťažko predikovatelných zdrojov OZE, ako sú FVE a VTE. Batérie zároveň môžu časť kapacity poskytnúť pre poskytovanie PpS, čo je popísané v kapitole 4.5.

V scenároch A a MH SR pre roky 2028, 2030 a 2035 výroba elektriny prevyšuje spotrebu, sústava je (výrazne) exportná. Vyrovnaná bilancia medzi výrobou a spotrebou je pre tieto scenáre indikovaná až pre rok 2040.

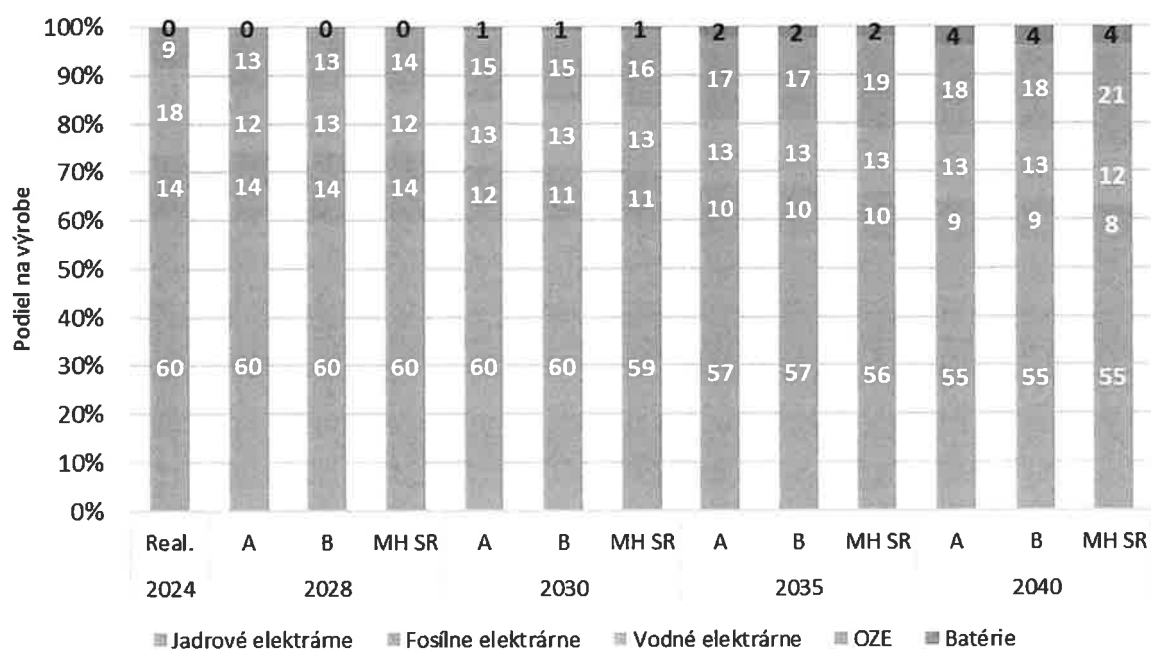
V scenári B je indikovaná importná bilancia sústavy od roku 2035. Pre pokrytie spotreby elektriny SR je v scenári B v roku 2035 potrebné importovať zo zahraničia objem elektriny vo výške 5 % celkovej spotreby elektriny SR, a v roku 2040 až 16 % (8,5 TWh).

Podrobnejšie výsledky sú uvedené v tab. č. 4.9 až 4.12.

¹¹ pravdepodobné zaradovanie výrobných jednotiek a ekonomické nasadzovanie ich dostupného výkonu pre pokrývanie predpokladaného zaťaženia sústavy v hodinovom rozlíšení pri zohľadnení technicko-ekonomických parametrov výrobní elektriny, výpadkov a obmedzení pri výrobe a v prenose elektriny



Obr. č. 4.5 Výroba elektriny v členení po palivách a spotreba elektriny SR do roku 2040



Obr. č. 4.6 Podiel na výrobe elektriny do roku 2040

V celom analyzovanom období pokrývajú svojou výrobou bezuhlíkové technológie, ku ktorým radíme jadrové elektrárne a OZE vrátane vodných elektrární (bez PVE), v závislosti od scenára, 73 % až 115 % spotreby elektriny SR.

OZE, vrátane vodných elektrární (okrem PVE) pokrývajú svojou výrobou 26 % až 35 % spotreby elektriny SR.

	2028			2030		
	A	B	MH SR	A	B	MH SR
Celková brutto výroba (TWh)	40,0	40,4	40,2	41,5	41,4	41,9
z toho: jadrové (TWh)	24,1	24,1	24,1	24,8	24,8	24,8
z toho: fosílné (TWh)	5,6	5,7	5,6	4,8	4,7	4,7
z toho: OZE + vodné (TWh)	10,2	10,4	10,3	11,6	11,6	12,1
Celková brutto spotreba (TWh)	29,6	35,1	31,8	31,9	37,8	34,2
Bezuhlíkové technológie - podiel na spotrebe	115%	97%	107%	111%	94%	105%
z toho: OZE + vodné (bez PVE)	33%	28%	32%	34%	28%	33%
z toho: jadrové	81%	69%	76%	78%	65%	72%
Fosílné elektrárne	19%	16%	18%	15%	12%	14%
Spolu (bezuhlíkové + fosílné)	134%	113%	125%	126%	106%	119%

Tab. č. 4.7 Výsledky analýzy vývoja podielu výroby elektriny na spotrebe elektriny SR pre roky 2028 a 2030

	2035			2040		
	A	B	MH SR	A	B	MH SR
Celková brutto výroba (TWh)	42,9	43,0	44,0	43,9	44,3	48,5
z toho: jadrové (TWh)	24,6	24,6	24,6	24,2	24,4	26,7
z toho: fosílné (TWh)	4,3	4,3	4,3	3,9	4,1	3,9
z toho: OZE + vodné (TWh)	13,1	13,1	14,2	13,9	14,0	16,1
Celková brutto spotreba (TWh)	37,5	45,2	39,2	42,9	52,8	46,1
Bezuhlíkové technológie - podiel na spotrebe	98%	81%	96%	89%	73%	93%
z toho: OZE + vodné (bez PVE)	32%	26%	33%	33%	26%	35%
z toho: jadrové	66%	54%	63%	56%	46%	58%
Fosílné elektrárne	11%	9%	11%	9%	8%	8%
Spolu (bezuhlíkové + fosílné)	109%	90%	107%	98%	81%	101%

Tab. č. 4.8 Výsledky analýzy vývoja podielu výroby elektriny na spotrebe elektriny SR pre roky 2035 a 2040

Údaje v GWh	2028		
	A	B	MH SR
Výroba – fosílné elektrárne	5 570	5 733	5 626
Výroba – jadrové elektrárne	24 127	24 127	24 127
Výroba – FVE	2 135	2 135	2 135
Výroba – VTE	275	275	412
Výroba – ostatné OZE	2 889	2 889	2 889
Výroba – vodné elektrárne	4 876	5 076	4 874
Vybíjanie batérií	125	155	123
DSR	0	0	0
Výroba elektriny – brutto	39 997	40 391	40 186
Vlastná spotreba elektrární	2 583	2 591	2 584
Výroba elektriny – netto	37 414	37 800	37 601
Nevyužitá energia	11	3	9
Využitá energia	37 403	37 797	37 593
Zahraničné saldo (+) exp. / (-) imp.	10 338	5 272	8 361
Celková brutto spotreba	29 648	35 115	31 817
Čerpanie PVE	351	606	347
Nabíjanie batérií	145	180	143
Spotreba elektrolyzéro	10	8	9
Spotreba netto + straty	26 560	31 731	28 733
Dodaná energia	26 560	31 731	28 733
Nedodaná energia	0	0	0

Tab. č. 4.9 Bilančné vyhodnotenie ES SR pre rok 2028

Údaje v GWh	2030		
	A	B	MH SR
Výroba – fosílna elektrárne	4 793	4 651	4 695
Výroba – jadrové elektrárne	24 763	24 763	24 763
Výroba – FVE	2 669	2 669	2 669
Výroba – VTE	550	550	1 031
Výroba – ostatné OZE	2 920	2 920	2 920
Výroba – vodné elektrárne	5 509	5 478	5 503
Vybíjanie batérií	334	378	322
DSR	1	3	2
Výroba elektriny – brutto	41 539	41 412	41 905
Vlastná spotreba elektrární	2 623	2 604	2 614
Výroba elektriny – netto	38 916	38 808	39 291
Nevyužitá energia	41	11	33
Využitá energia	38 875	38 797	39 259
Zahraničné saldo (+) exp. / (-) imp.	9 583	3 580	7 678
Celková brutto spotreba	31 915	37 821	34 195
Čerpanie PVE	1 171	1 127	1 163
Nabíjanie batérií	388	439	374
Spotreba elektrolyzérov	95	69	87
Spotreba netto + straty	27 638	33 583	29 958
Dodaná energia	27 638	33 583	29 958
Nedodaná energia	0	0	0

Tab. č. 4.10 Bilančné vyhodnotenie ES SR pre rok 2030

Údaje v GWh	2035		
	A	B	MH SR
Výroba – fosílné elektrárne	4 272	4 287	4 287
Výroba – jadrové elektrárne	24 626	24 626	24 626
Výroba – FVE	3 203	3 203	3 203
Výroba – VTE	1 032	1 032	2 117
Výroba – ostatné OZE	3 100	3 100	3 100
Výroba – vodné elektrárne	5 747	5 720	5 752
Vybíjanie batérií	917	1 006	913
DSR	26	44	30
Výroba elektriny – brutto	42 922	43 018	44 028
Vlastná spotreba elektrární	2 608	2 600	2 611
Výroba elektriny – netto	40 314	40 418	41 417
Nevyužitá energia	18	1	20
Využitá energia	40 296	40 417	41 397
Zahraničné saldo (+) exp. / (-) imp.	5 409	-2 219	4 826
Celková brutto spotreba	37 495	45 237	39 182
Čerpanie PVE	1 494	1 456	1 501
Nabíjanie batérií	1 065	1 169	1 060
Spotreba elektrolyzérov	499	383	498
Spotreba netto + straty	31 830	39 629	33 512
Dodaná energia	31 830	39 628	33 512
Nedodaná energia	0	1	0

Tab. č. 4.11 Bilančné vyhodnotenie ES SR pre rok 2035

Údaje v GWh	2040		
	A	B	MH SR
Výroba – fosílné elektrárne	3 928	4 143	3 907
Výroba – jadrové elektrárne	24 222	24 397	26 651
Výroba – FVE	3 737	3 737	3 737
Výroba – VTE	1 031	1 031	3 203
Výroba – ostatné OZE	3 292	3 292	3 292
Výroba – vodné elektrárne	5 887	5 906	5 899
Vybíjanie batérií	1 772	1 719	1 779
DSR	33	55	32
Výroba elektriny – brutto	43 901	44 279	48 500
Vlastná spotreba elektrární	2 613	2 630	2 782
Výroba elektriny – netto	41 288	41 649	45 718
Nevyužitá energia	0	0	1
Využitá energia	41 288	41 649	45 717
Zahraničné saldo (+) exp. / (-) imp.	1 025	-8 517	2 378
Celková brutto spotreba	42 876	52 796	46 120
Čerpanie PVE	1 678	1 706	1 695
Nabíjanie batérií	1 925	1 866	1 932
Spotreba elektrolyzérov	1 040	813	1 122
Spotreba netto + straty	35 620	45 781	38 590
Dodaná energia	35 619	45 744	38 588
Nedodaná energia	1	38	2

Tab. č. 4.12 Bilančné vyhodnotenie ES SR pre rok 2040

4.3.1 Vyhodnotenie vplyvu možného ukončenia štátnej podpory doplatkom zdrojov elektriny na báze VÚ KVET spaľujúce zemný plyn z pohľadu bilancie ES SR

Vplyv možného ukončenia štátnej podpory zdrojov elektriny na báze VÚ KVET spaľujúce zemný plyn bol posudzovaný v samostatnom scenári (bližší popis je uvedený v kapitole 3.1).

V porovnaní výstupov simulácie nasadzovania zdrojov s výstupmi pre scenár MH SR (tab. č. 4.13) je pokles vo výrobe elektriny z fosílnych palív v roku 2030 veľmi nízky, v roku 2030 necelých 0,1 TWh a v roku 2035 takmer 0,5 TWh. K zmene prevádzky ostatných technológií prakticky nedošlo.

Nakoľko je ES SR v oboch časových horizontoch exportná, vplyvom zmeny prevádzky týchto zdrojov na báze VÚ KVET došlo k miernemu zníženiu exportu do zahraničia. Je teda možné konštatovať, že vplyv na bilanciu ES SR nie je zásadný.

Údaje v GWh	2030		2035	
	MH SR	MH SR bez št. podpory VÚ KVET	MH SR	MH SR bez št. podpory VÚ KVET
Výroba – fosílna elektrárne	4 695	4 627	4 287	3 792
Výroba – jadrové elektrárne	24 763	24 763	24 626	24 626
Výroba – FVE	2 669	2 669	3 203	3 203
Výroba – VTE	1 031	1 031	2 117	2 117
Výroba – ostatné OZE	2 920	2 920	3 100	3 100
Výroba – vodné elektrárne	5 503	5 500	5 752	5 746
Vybíjanie batérií	322	321	913	905
DSR	2	1	30	30
Výroba elektriny – brutto	41 905	41 833	44 028	43 520
Vlastná spotreba elektrární	2 614	2 599	2 611	2 581
Výroba elektriny – netto	39 291	39 234	41 417	40 938
Nevyužitá energia	33	30	20	16
Využitá energia	39 259	39 204	41 397	40 922
Zahraničné saldo (+) exp. / (-) imp.	7 678	7 628	4 826	4 377
Celková brutto spotreba	34 195	34 174	39 182	39 126
Čerpanie PVE	1 163	1 158	1 501	1 494
Nabíjanie batérií	374	373	1 060	1 051
Spotreba elektrolyzéro	87	86	498	488
Spotreba netto + straty	29 958	29 958	33 512	33 512
Dodaná energia	29 958	29 958	33 512	33 512
Nedodaná energia	0	0	0	0

Tab. č. 4.13 Vyhodnotenie vplyvu ukončenia štátnej podpory doplatkom zdrojov VÚ KVET spaľujúce zemný plyn v scenári MH SR - bilančné vyhodnotenie ES SR

4.4 Určenie indikatívneho cieľa pre nefosílnu flexibilitu ES SR

Podľa nariadenia EÚ 2024/1747 z 13. júna 2024, ktorým sa menia nariadenia (EÚ) 2019/942 a (EÚ) 2019/943, najneskôr 1 rok po tom, čo agentúra ACER schváli metodiku posúdenia potrieb flexibility, a následne každé dva roky regulačný orgán alebo iný orgán alebo subjekt, ktorý určí členský štát, prijme správu o odhadovaných potrebách flexibility na vnútroštátnej úrovni na obdobie aspoň nasledujúcich 5 až 10 rokov.

Správa musí byť:

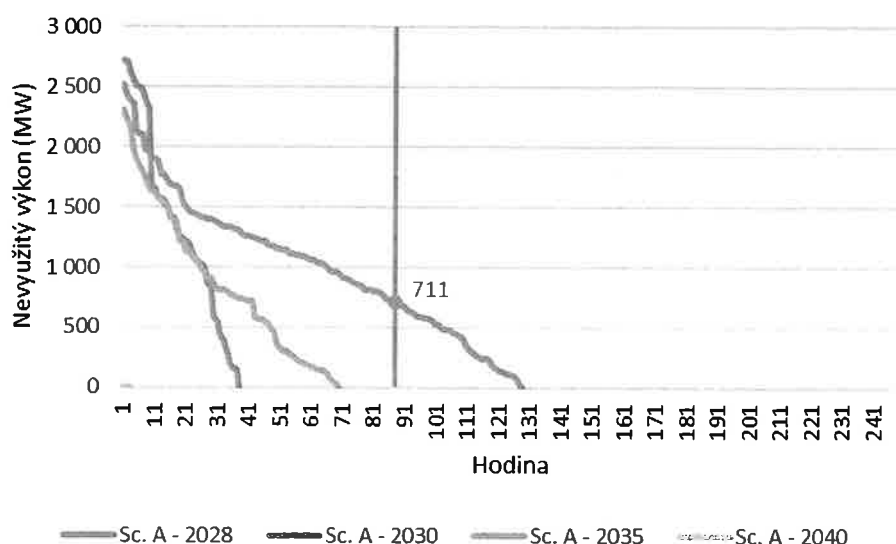
- v súlade s posudzovaním primeranosti zdrojov na európskej úrovni a s posudzovaním primeranosti zdrojov na vnútroštátnej úrovni vykonávaným podľa článkov 23 a 24;
- založená na údajoch a analýzach poskytnutých prevádzkovateľmi PS a prevádzkovateľmi DS každého členského štátu podľa odseku 4 a s použitím spoločnej metodiky podľa odseku 4 a v riadne odôvodnených prípadoch na základe dodatočných údajov a analýz.

Ak členský štát na účely prijatia správy určil prevádzkovateľa PS alebo iný subjekt, regulačný orgán správu schváli alebo zmení.

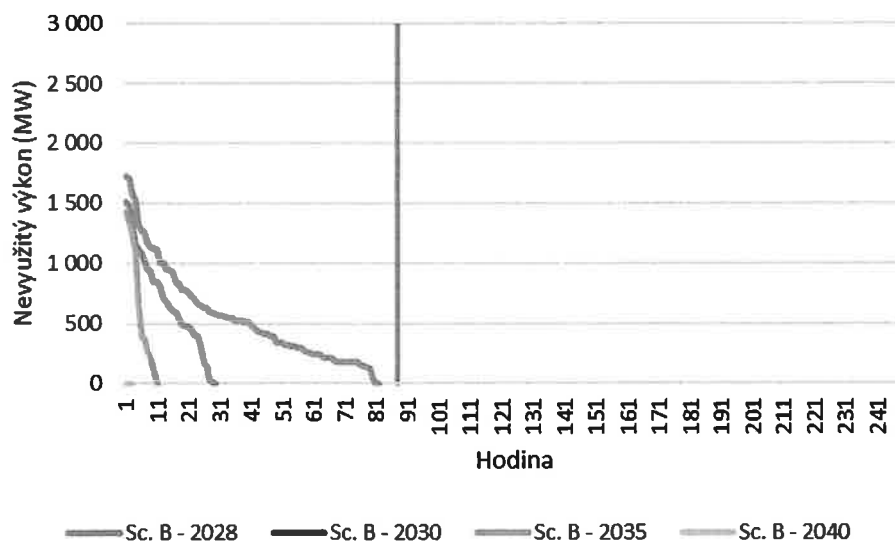
Metodiku posúdenia potrieb flexibility vypracovali združenia ENTSO-E a EU DSO Entity a dňa 16.4.2025 predložili agentúre ACER na schválenie, ktorá ju v júli 2025 schválila s doplnením. Prvé národné posúdenie potrieb flexibility tak musí byť prijaté do 1 roka od schválenia, t.j. do júla 2026.

Každý členský štát najneskôr šesť mesiacov od predloženia správy vymedzí orientačný národný cieľ v oblasti nefosílnnej flexibility vrátane príslušných konkrétnych príspevkov riadenia odberu a uskladňovania energie k tomuto cieľu. Tento orientačný národný cieľ vrátane príslušných konkrétnych príspevkov riadenia odberu a uskladňovania energie k tomuto cieľu, ako aj opatrení na jeho dosiahnutie sa zohľadnia aj v integrovaných národných energetických a klimatických plánoch členských štátov, pokiaľ ide o rozmer vnútorný trh s energiou v súlade s článkami 3, 4 a 7 nariadenia (EÚ) 2018/1999, a v ich integrovaných národných energetických a klimatických správach o pokroku v súlade s článkom 17 uvedeného nariadenia.

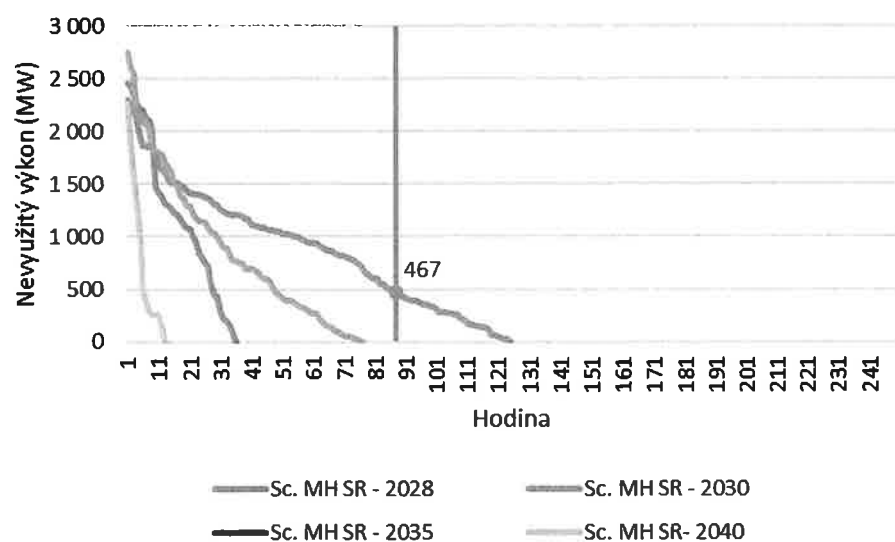
Analýza potrieb nefosílnnej flexibility v tomto spracovaní PPZ bola vykonaná na všetkých scenároch a časových horizontoch. Vzhľadom k vyššie uvedenému v čase vypracovania PPZ ešte nebola k dispozícii schválená oficiálna metodika, preto bola potreba nefosílnnej flexibility posudzovaná náhradnou metodikou - z pohľadu množstva nevyužitej vyrobenej energie, ku ktorej dochádza v čase vysokej výroby z OZE a nízkeho zaťaženia. Požadovaná nefosílnna flexibilita je potom taký výkon, ktorý dokáže zabezpečiť 99 % ročného časového fondu bez výskytu nevyužitej energie, čo je analogický prístup, akým je stanovovaný požadovaný objem PpS. Trvanie a veľkosť nevyužitého výkonu, ako aj výsledky posúdenia potrieb flexibility sú uvedené na nasledujúcich obrázkoch a v tabuľke č. 4.14.



Obr. č. 4.7 Nevyužitá energia s vyznačeným 99. percentílom ročného časového fondu, scenár A



Obr. č. 4.8 Nevyužitá energia s vyznačeným 99. percentilom ročného časového fondu, scenár B



Obr. č. 4.9 Nevyužitá energia s vyznačeným 99. percentilom ročného časového fondu, scenár MH SR

Rok	Scenár	Pinšt. (netto MW)	Minimálna prevádzka (h)	Využitie Pinšt. (h)
2028	A	0	0	0
	B	0	0	0
	MH SR	0	0	0
2030	A	711	41	22,8
	B	0	0	0
	MH SR	467	37	19,7
2035	A	0	0	0
	B	0	0	0
	MH SR	0	0	0
2040	A	0	0	0
	B	0	0	0
	MH SR	0	0	0

Tab. č. 4.14 Výsledky posúdenia potrieb flexibility

Z výsledkov posúdenia potrieb flexibility vyplýva, že nový flexibilný výkon je potrebný v scenároch s nižšou spotrebou (A a MH SR) v roku 2030 vo veľkosti stoviek MW. Minimálna prevádzka technológie s takýmto výkonom pre pokrytie obdobia s vyskytujúcou sa nevyužitou energiou by bolo v závislosti od scenára medzi 20 a 23 hodinami.

Za vhodné technológie slúžiace na zníženie počtu hodín s indikovanou nevyužitou energiou sa dajú považovať zariadenia na riadenie odberu a uskladňovanie energie, t.j. batérie, prečerpávacie vodné elektrárne, elektrovozidlá, tepelné čerpadlá, elektrolyzéry, zotrvačníky, gravitačné batérie a iné. Vzhľadom na veľmi nízku požadovanú dobu prevádzky je potrebné zvážiť ekonomickú stránku akéhokoľvek riešenia nefosílnej flexibility, a tiež sezónne využívanie technológií. Na druhú stranu, ak je predpoklad, že rozvoj OZE bude pokračovať aj v budúcnosti a z tohto dôvodu bude ďalej rásť nevyužitá vyrobená energia, jedným z riešení môže byť aj posilnenie kapacity cezhraničného profilu.

Pri DSR je nutné nastaviť podmienky (legislatívne aj cenové) tak, aby bol zo strany možných poskytovateľov záujem o poskytovanie takejto služby.

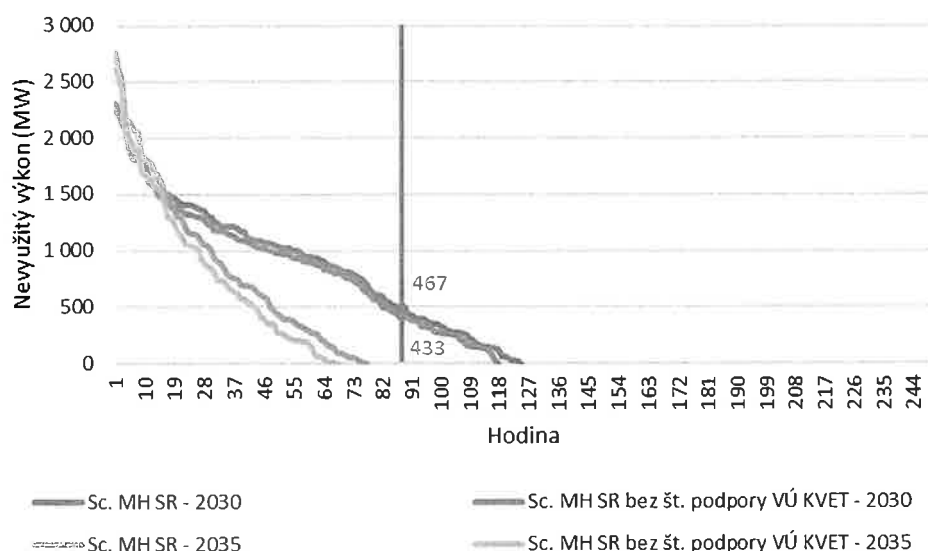
Nakoľko metodika posúdenia potrieb flexibility bola agentúrou ACER schválená až júli 2025 a prvé národné posúdenie potrieb flexibility vypracované v súlade s touto metodikou musí byť prijaté do 1 roka od schválenia, t.j. do júla 2026, v kapitole 4.4 tohto PPZ sa podľa tejto metodiky ešte nepostupovalo a preto je nutné považovať výsledky posúdenia len ako indikatívne.

4.4.1 Vyhodnotenie vplyvu možného ukončenia štátnej podpory doplatkom zdrojov elektriny na báze VÚ KVET spaľujúce zemný plyn z pohľadu indikatívneho cieľa pre nefosílnu flexibilitu

Vplyv možného ukončenia štátnej podpory zdrojov elektriny na báze VÚ KVET využívajúcich palivo zemný plyn (bližší popis scenára je uvedený v kapitole 3.1) je z pohľadu indikatívneho cieľa pre nefosílnu flexibilitu pozitívny, avšak veľmi nízky.

Dodatočná potreba flexibilných zdrojov potrebných pre zníženie výskytu nevyužitej energie na prípustnú mieru sa v scenári bez uvažovanej štátnej podpory doplatkom pre zdroje VÚ KVET mierne znížila, o 34 MW na hodnotu 433 MW v analyzovanom roku 2030. V horizontoch

2028, 2035 a 2040 sa pre základný scenár MH SR (pozri kapitolu 4.4) aj scenár MH SR bez podpory zdrojov VÚ KVET nevyužitá energia vyskytuje v rámci akceptovateľnej miery výskytu, t.j. v menej ako 1 % ročného časového fondu.



Obr. č. 4.10 Nevyužitá energia s vyznačeným 99. percentilom ročného časového fondu, scenár MH SR a MH SR bez štátnej podpory doplatkom pre zdroje VÚ KVET spaľujúce zemný plyn

Vzhľadom k tomu, že zdroje VÚ KVET sú výrobcami nielen elektriny, ale aj tepla, v dôsledku tohto záväzku dochádza v modeli k nasadzovaniu týchto zdrojov niekedy aj počas hodín, kedy nielen v SR, ale v celom regióne strednej Európy nastane kombinácia vysokej výroby z OZE a nízkej spotreby elektriny. V takýchto hodinách často nie je možné exportovať nadbytok výroby elektriny zo SR do zahraničia, čo vedie k vzniku nevyužitej elektriny.

Zmena spôsobu prevádzky zdrojov VÚ KVET spaľujúcich zemný plyn vplyvom ukončenia štátnej podpory doplatkom vedie v modeli k miernemu zníženiu ročnej výroby z týchto zdrojov o cca 68 GWh v roku 2030, vplyvom čoho sa v niektorých hodinách v roku zníži množstvo nevyužitej elektriny. Tým klesne aj potreba nových flexibilných zdrojov (pokles z 467 na 433 MW) na jej zníženie na prípustnú úroveň. Taktiež oproti základnému scenáru MH SR (s uvažovanou podporou) došlo k poklesu minimálneho počtu prevádzkových hodín dodatočného zdroja nefosilnej flexibility potrebného na zníženie nevyužitej energie na prípustnú mieru, a to z 37 na 30 hodín za rok.

Rok	Scenár	Pinšt. (netto MW)	Minimálna prevádzka (h)	Využitie Pinšt. (h)
2030	MH SR	467	37	20
	MH SR bez št. podpory VÚ KVET	433	30	17
2035	MH SR	0	0	0,0
	MH SR bez št. podpory VÚ KVET	0	0	0,0

Tab. č. 4.15 Vyhodnotenie vplyvu ukončenia štátnej podpory doplatkom zdrojov VÚ KVET na báze zemného plynu z pohľadu potrieb flexibility

4.5 Podporné služby

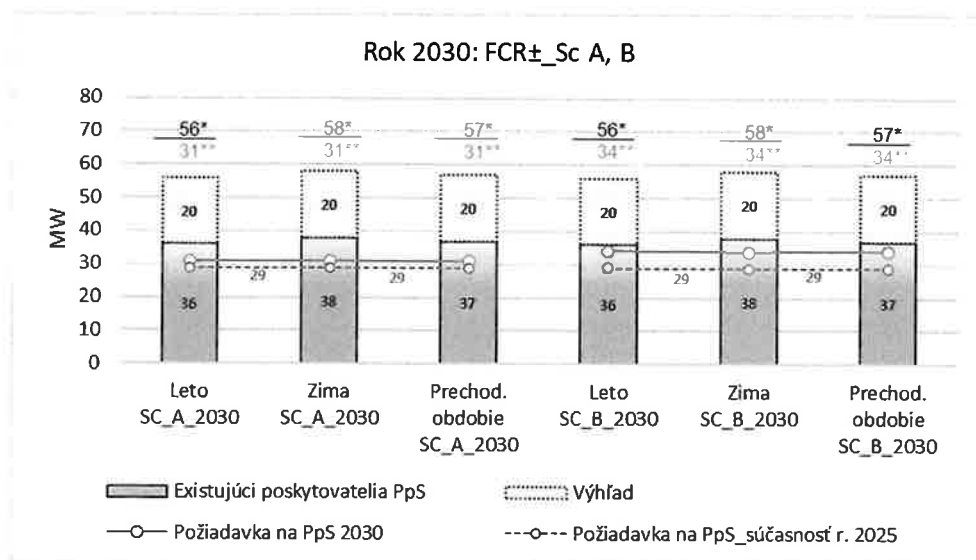
Jedným zo zásadných faktorov ovplyvňujúcich dostatočnosť PpS je prevádzka zdrojov elektriny a ich disponibilita pre pokrývanie jednotlivých typov PpS. Do existujúceho portfólia certifikovaných zdrojov elektriny na pokrývanie PpS sa postupne zaraďujú aj alternatívne technológie schopné poskytovať PpS. V tomto posúdení dostatočnosti PpS boli teda zahrnuté už v súčasnosti známe projekty (v legende grafov označené ako „**Existujúci poskytovatelia PpS**“), ako aj predpokladaný výhľad (v legende grafov označené ako „**Výhľad**“) a to v podobe kogeneračných jednotiek, bioplynových staníc, či batériových úložných systémov, ako aj zdrojov elektriny tvoriacich agregované bloky. Čo sa týka technológie riadenia na strane spotreby (DSR), pre vyhodnotenie PpS boli uvažované v súčasnosti existujúce a certifikované technológie (OFZ, FORTISCHEM).

Pre overenie dostatočnosti PpS boli preverené scenáre A, B pre prierezový rok 2030 a scenár MH SR) pre prierezové roky 2030 a 2035. Tieto scenáre predpokladajú, že zdroje na báze VÚ KVET, spaľujúce zemný plyn, budú naďalej poberať štátnu podporu formou doplatku.

Výrobcovia elektriny z VÚ KVET podľa platnej legislatívy, Zákon č. 309 /2009 Z. z o podpore OZE a VÚ KVET a o zmene a doplnení niektorých zákonov, mali po prvom uvedení zariadenia do prevádzky garantovanú formu podpory doplatkom na 15 rokov, ktorá však postupom času prirodzene končí. Z tohto dôvodu bolo v samostatnom scenári pre tieto zdroje preverené aj **posúdenie vplyvu možného ukončenia podpory doplatkom** na dostatočnosť PpS. Preverenie vplyvu bolo vykonané na scenári MH SR pre prierezové roky 2030 a 2035.

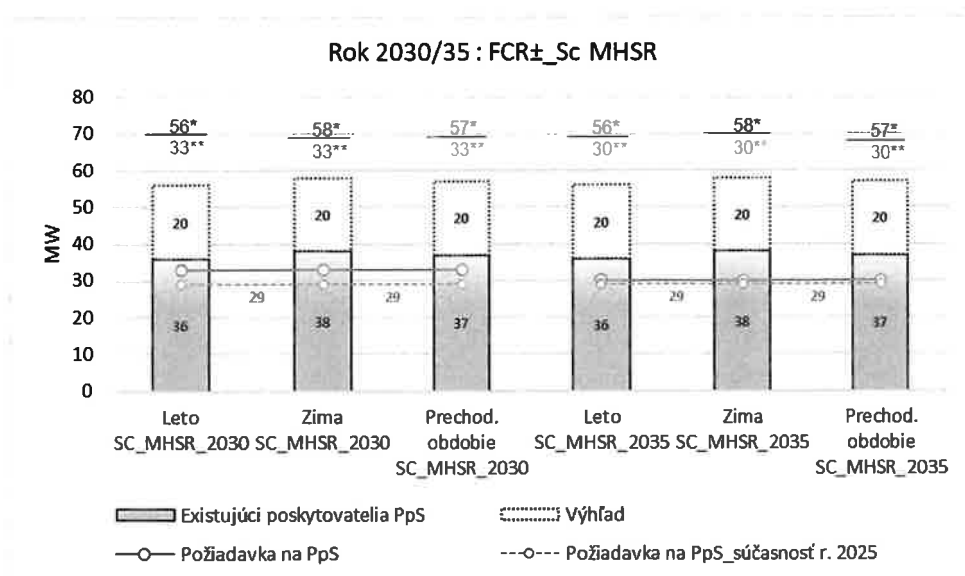
4.5.1 Vyhodnotenie FCR

Na obrázkoch č. 4.11 a č. 4.12 je znázornené pokrývanie požadovaného objemu $FCR_{\pm}$ v obdobiach leto, zima a v prechodnom období rokov 2030 a 2035. Vo všetkých obdobiach prešetrovaných rokov a scenárov sa predpokladá pokrytie požadovaného objemu $FCR_{\pm}$ na 100 %. Pokrývanie požadovaného objemu $FCR_{\pm}$ sa spolieha predovšetkým na výkon certifikovaný v nových technológiách BESS, vodných elektrárňach (VE Gabčíkovo) a taktiež výkon plánovaný vo výhľade, pri ktorom sa predpokladá, že v rokoch 2030 a 2035 už bude certifikovaný, najmä v nových technológiách BESS.



Poznámka: (*) – celkové pokrytie; (**) – požiadavka na PpS, rok 2030

Obr. č. 4.11 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania $FCR_{\pm}$ v roku 2030 a scenároch A, B



Poznámka: (*) – celkové pokrytie; (**) – požiadavka na PpS, rok 2030

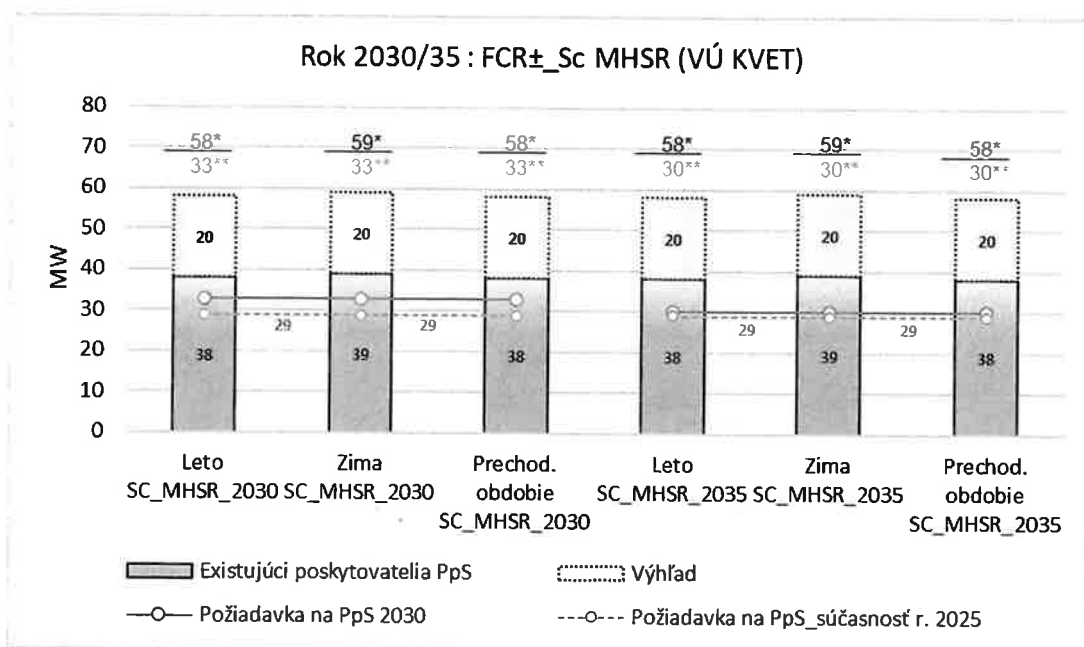
Obr. č. 4.12 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania FCR $\pm$ v rokoch 2030, 2035 a scenári MH SR

Z grafov je možné vidieť, že veľkosť požiadavky FCR $\pm$ sa mení naprieč rokmi a vyšetrovanými scenármi, pričom scenár MH SR v roku 2035 vykazuje v porovnaní s rokom 2030 nižšiu požiadavku FCR $\pm$. Je to spôsobené predovšetkým tým, že nárast výroby a spotreby elektriny SR nie je v porovnaní so zahraničím v roku 2035 tak výrazný.

Naopak, rok 2030, najmä pre scenár B, je špecifický tým, že nárast výroby elektriny SR z dôvodu vysokého podielu FVE a VTE a najmä spotreby elektriny SR, ktorá je zapríčinená výraznou elektrifikáciou v porovnaní so zahraničím, je voči zahraničiu oveľa výraznejší.

V roku 2030 a 2035 sa očakáva prechod na pravdepodobnostné dimenzovanie potrieb FCR, čo je spojené s možným rizikom výraznejšieho nárastu potreby FCR. Tento nový prístup k dimenzovaniu potrieb FCR bude aplikovaný po dostupnosti metodiky.

4.5.1.1 Vyhodnotenie FCR z pohľadu možného ukončenia štátnej podpory formou doplatku pre VÚ KVET

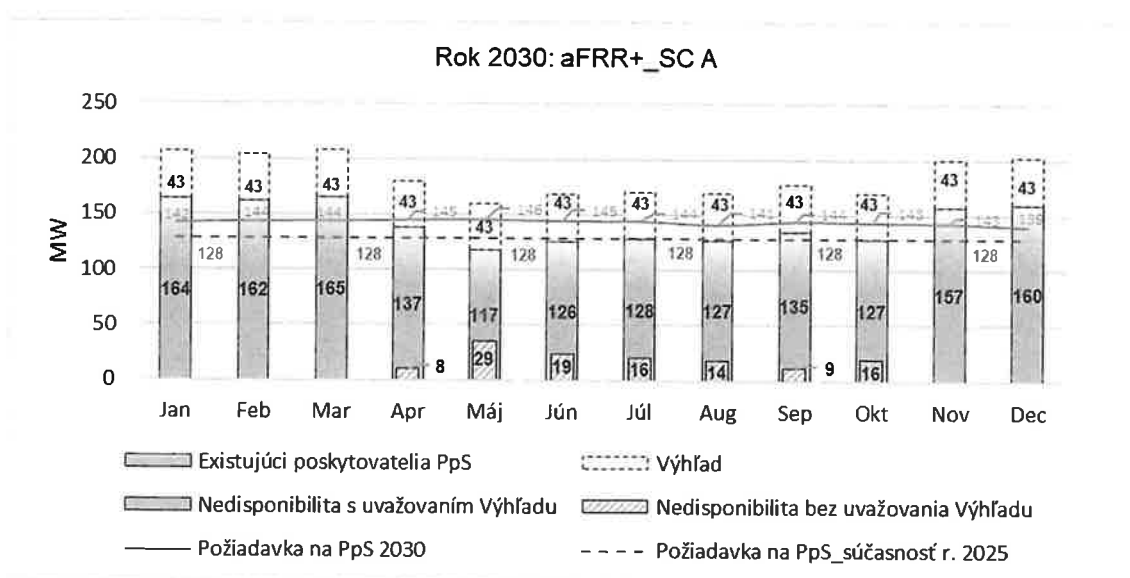


Obr. č. 4.13 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania FCR± v rokoch 2030, 2035 a scenári MHSR (VÚ KVET)

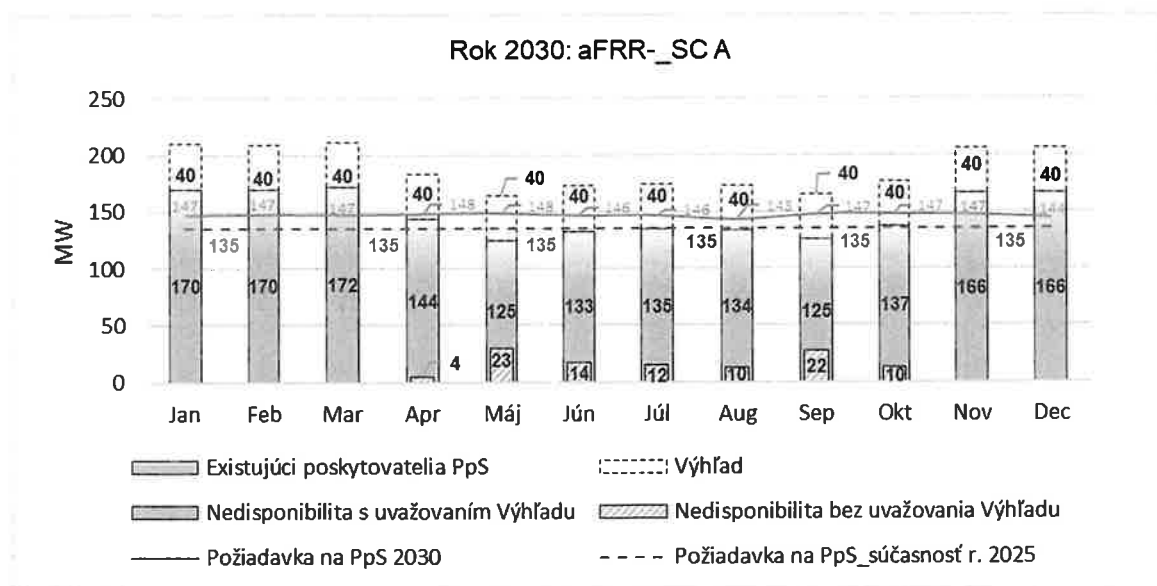
Výsledky v prípade možného ukončenia štátnej podpory formou doplatku pre VÚ KVET sú obdobné, ako v prípade s uvažovaním doplatku v scenári MHSR pre roky 2030 a 2035. Mierny rozdiel v disponibilite existujúcich poskytovateľov PpS je spôsobený rozdielnym nasadzovaním vybraných zdrojov do výroby.

4.5.2 Vyhodnotenie aFRR

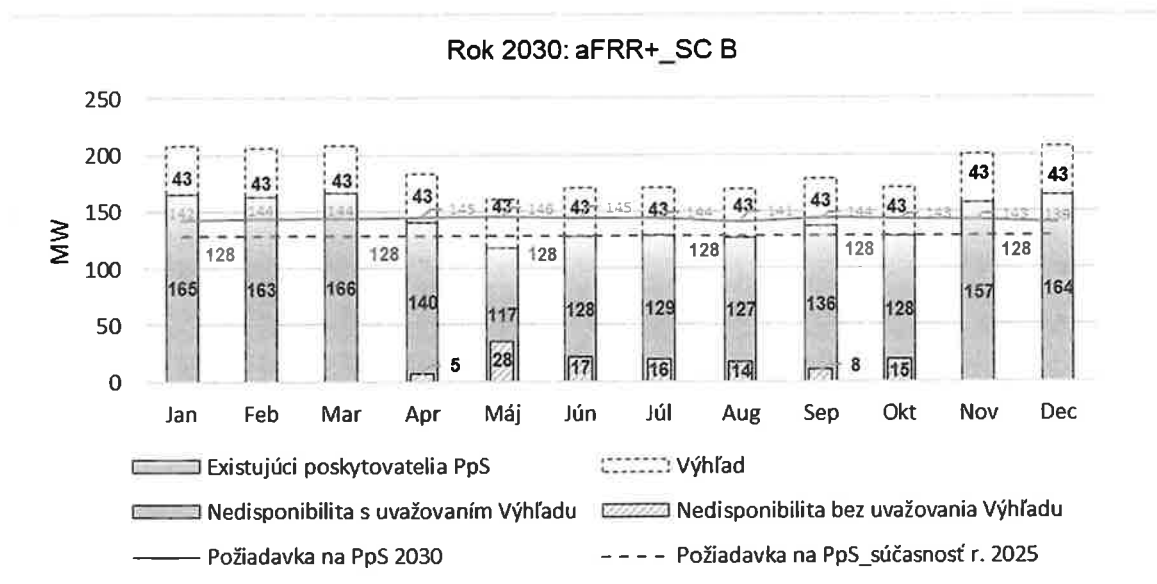
Na obrázkoch 4.14 až 4.21 je znázornené pokrývanie požadovaného objemu aFRR± v mesiacoch január až december analyzovaných rokov a scenárov.



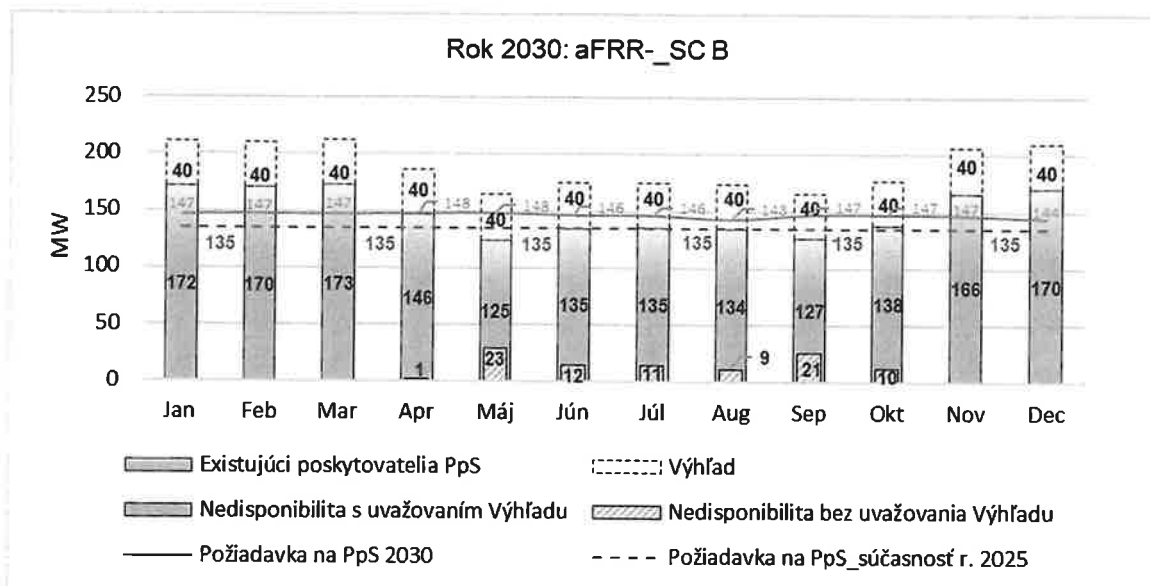
Obr. č. 4.14 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania aFRR+ v roku 2030 a scenári A



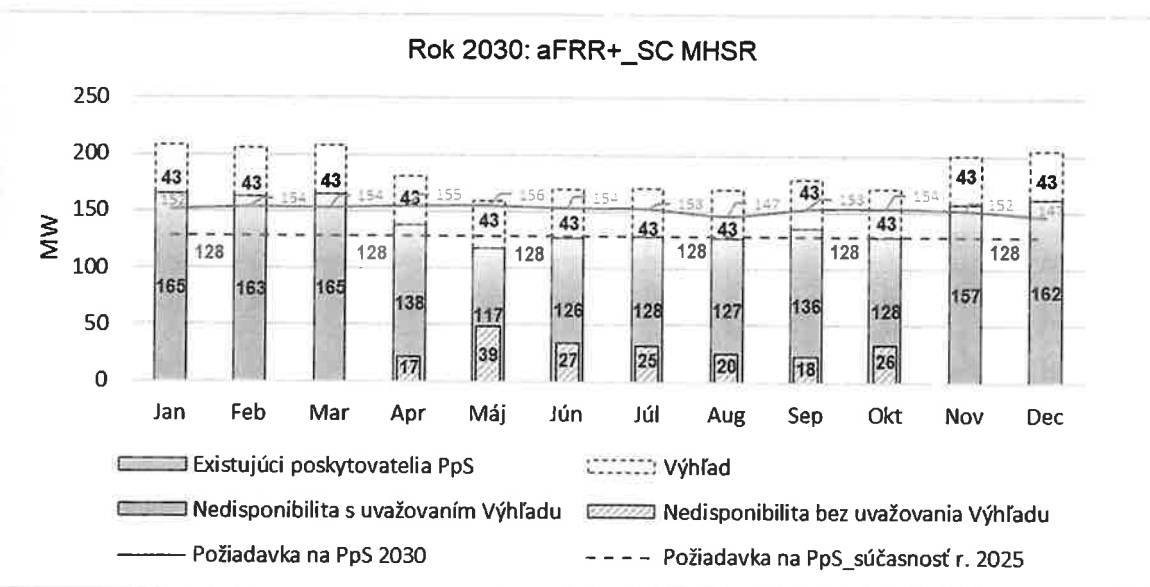
Obr. č. 4.15 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania aFRR- v roku 2030 a scenári A



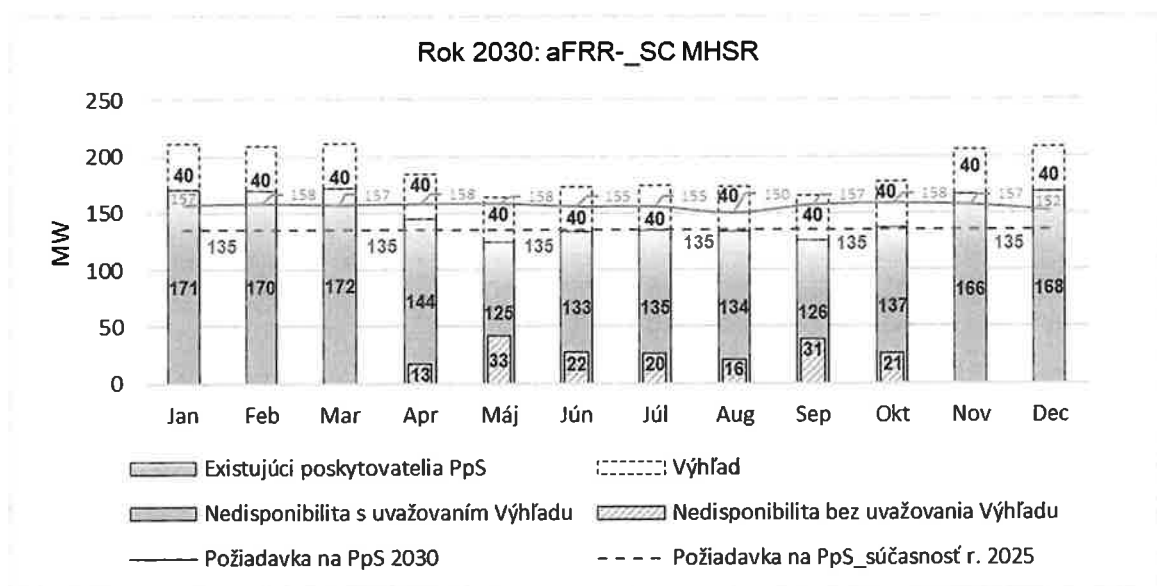
Obr. č. 4.16 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania aFRR+ v roku 2030 a scenári B



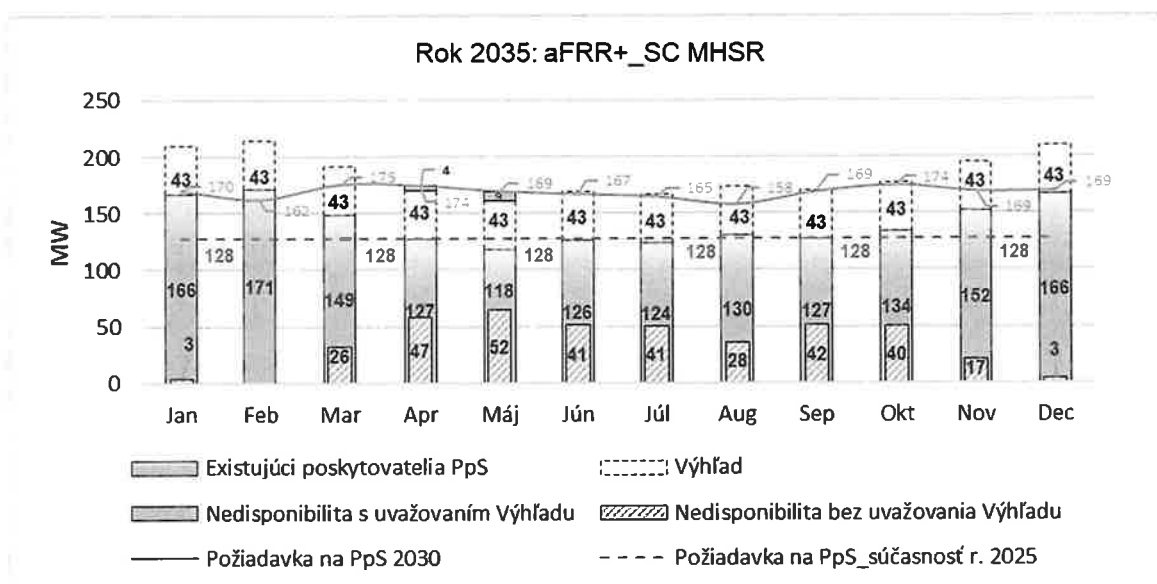
Obr. č. 4.17 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania aFRR- v roku 2030 a scenári B



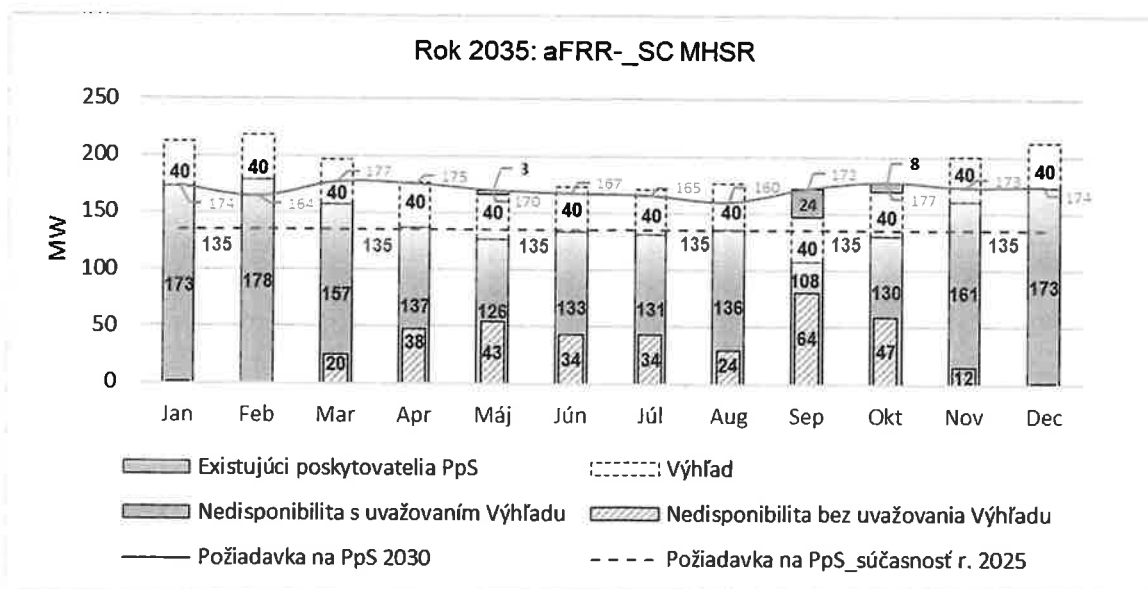
Obr. č. 4.18 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania aFRR+ v roku 2030 a scenári MH SR



Obr. č. 4.19 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokryvania aFRR- v rokoch 2030 a scenári MH SR



Obr. č. 4.20 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokryvania aFRR+ v roku 2035 a scenári MH SR



Obr. č. 4.21 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania aFRR- v rokoch 2035 a scenári MH SR

Výpočty požadovaného objemu aFRR $\pm$ indikujú možnú potrebu jeho navýšenia oproti súčasnosti (aFRR+ = 128 MW; aFRR- = 135 MW; rok 2025). Navýšenie požadovaného objemu, okrem vplyvu FVE a VTE, potvrdzuje aj skutočnosť každoročného sprísňovania limitov na plnenie kvality regulácie na úrovne Level 1 a Level 2, ktoré pre každého prevádzkovateľa PS stanovuje združenie ENTSO-E.

Dá sa predpokladať, že sprísnenie limitov na plnenie kvality regulácie na úrovne Level 1 a Level 2 povedie k ďalšiemu navýšeniu požadovaného objemu aFRR aj v roku 2026 a môže sa pohybovať v rozsahu hodnôt predpokladaného požadovaného objemu aFRR, ktoré vychádzajú v scenároch A, B a MH SR pre rok 2030.

Z grafov vyplýva, že vo všetkých prešetrovaných rokoch a scenároch, okrem scenára MH SR pre rok 2035, nie je indikované riziko nedisponibility výkonu na pokrytie požadovaného objemu aFRR $\pm$. Nedisponibilita v scenári MH SR v roku 2035 pre pokrytie požadovaného objemu aFRR+ nastáva v mesiacoch (apríl, máj) v priemere v rozsahu 4 - 9 MW a pre aFRR- v mesiacoch (máj, september a október) v priemere v rozsahu 3 až 24 MW.

Pokrytie takmer celého požadovaného objemu aFRR $\pm$ v scenároch a prešetrovaných rokoch je **predovšetkým vďaka výkonu na zdrojoch vo výhľade**. Jeho podstatnú časť tvorí batériové úložisko SE integrátor. S ohľadom na zaznamenaný záujem prevádzkovateľov zdrojov elektriny o poskytovanie PpS je možné však predpokladať, že pred rokom 2030, resp. 2035 postupne pribudne aj ďalší disponibilný výkon, okrem uvedeného vo Výhľade, či už na existujúcich alebo nových zdrojoch elektriny a technológiách ako napr. BESS v kombinácii točivý zdroj elektriny a pod. Pri neuvažovaní disponibilného výkonu vo výhľade môže byť indikované riziko nedostatočnej disponibility predovšetkým v lete a v prechodnom období, naprieč všetkými scenármi a rokmi.

K pokrývaniu požadovaného objemu aFRR $\pm$ prispievajú taktiež vodné elektrárne (VE) v rámci Vážskej kaskády, ako aj VE Gabčíkovo (predpokladá sa rovnaké využitie ako v súčasnosti). Využitie VE však závisí predovšetkým od hydrologických podmienok. V simuláciách bol vzatý do úvahy hydrologicky normálny klimatický scenár z PECD ver. 4.2, čo indikuje priemernú využiteľnosť týchto zdrojov elektriny, avšak nie maximálnu z pohľadu poskytnutia disponibilného výkonu pre pokrytie služby aFRR $\pm$.

Nedisponibilita v tomto prípade vzniká z dôvodu nižšieho nasadzovania plynových elektrární (ako napr. PPC Malženice) vzhľadom na pomer náklady na prevádzku/cena elektriny, ako aj z dôvodu výskytu náhodných výpadkov a plánovaných odstávok (údržby) zdrojov elektriny.

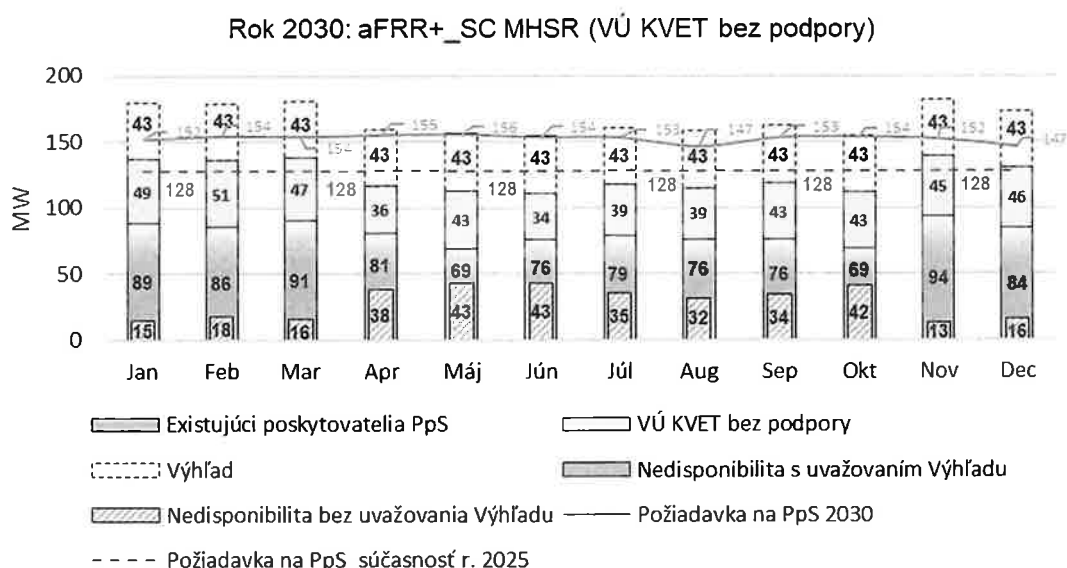
K indikovanej nedisponibilite spôsobenej zvýšením veľkosti požadovaného objemu aFRR± vo všeobecnosti prispieva aj vplyv navýšenia inštalovaného výkonu FVE a VTE. Uvedené však, predovšetkým u VTE, bude v konečnom dôsledku závisieť od veľkostí bilančných skupín, kde budú začlenené. To sa ukáže až v období po samotnom uvedení týchto zdrojov do prevádzky.

4.5.2.1 Vyhodnotenie aFRR z pohľadu možného ukončenia podpory formou doplatku pre zdroje VÚ KVET

Vyhodnotenie aFRR+ z pohľadu možného ukončenia podpory formou doplatku pre VÚ KVET v roku 2030:

V scenári MH SR (VÚ KVET) bez št. podpory doplatkom a s uvažovaním Výhľadu, v priemere v jednotlivých mesiacoch nie je v roku 2030 indikovaná nedisponibilita.

V prípade neuvažovania Výhľadu je indikované už výraznejšie navýšenie nedisponibility, v aFRR+ (v lete a prechodnom období), pričom sa nedisponibilita vyskytuje nielen vo vybraných mesiacoch, ale už aj v rámci celého prešetrovaného roku 2030, čo potvrdzuje aj krivka trvania nedisponibility (tmavomodrá) s maximom na úrovni 111 MW bez uvažovania Výhľadu. V prípade uvažovania Výhľadu sa maximum pohybuje na úrovni 68 MW (svetlomodrá).



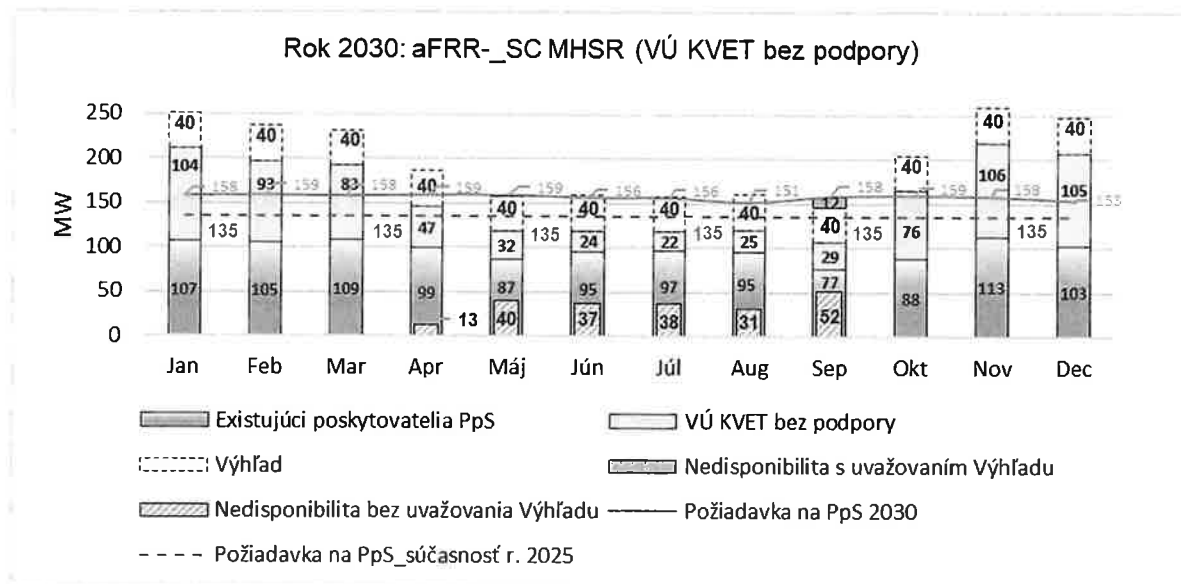
Obr. č. 4.22 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania aFRR+ v roku 2030 a scenári MH SR (VÚ KVET bez podpory)

Vyhodnotenie aFRR- z pohľadu možného ukončenia podpory formou doplatku pre VÚ KVET v roku 2030:

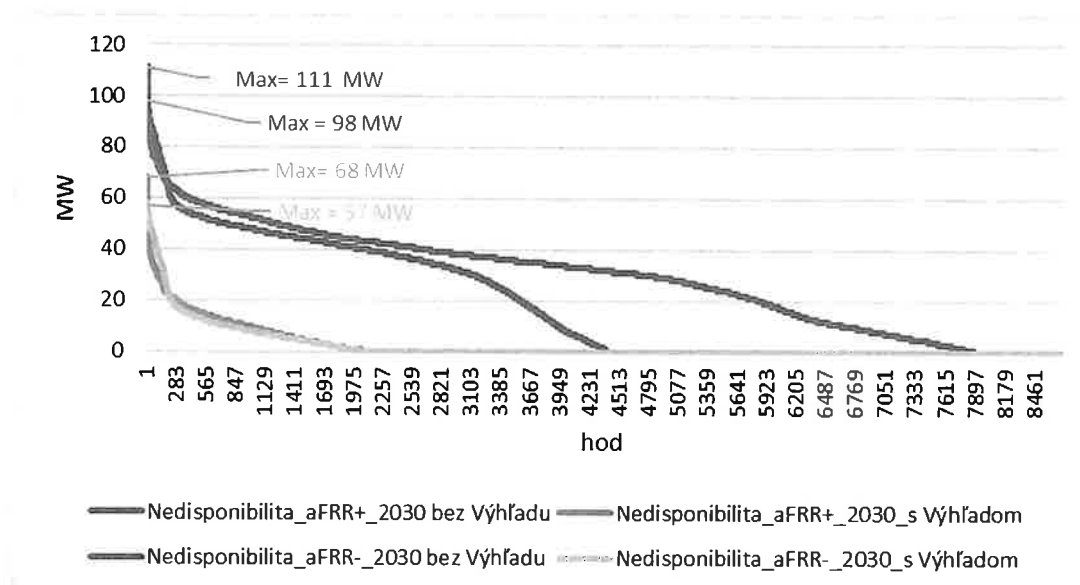
V scenári MH SR (VÚ KVET bez podpory) bez št. podpory doplatkom a s uvažovaním Výhľadu je priemerná nedisponibilita indikovaná na úrovni 12 MW v mesiaci september.

V prípade neuvažovania výhľadu je indikované výraznejšie navýšenie nedisponibility, v aFRR- v mesiacoch (apríl až september) s maximom nedisponibility podľa krivky trvania

nedisponibility (tmavozelená) (obr. č. 4.24) na úrovni 98 MW, resp. 57 MW v prípade uvažovania Výhl'adu (svetlozelená).



Obr. č. 4.23 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania aFRR- v roku 2030 a scenári MH SR (VÚ KVET bez podpory)

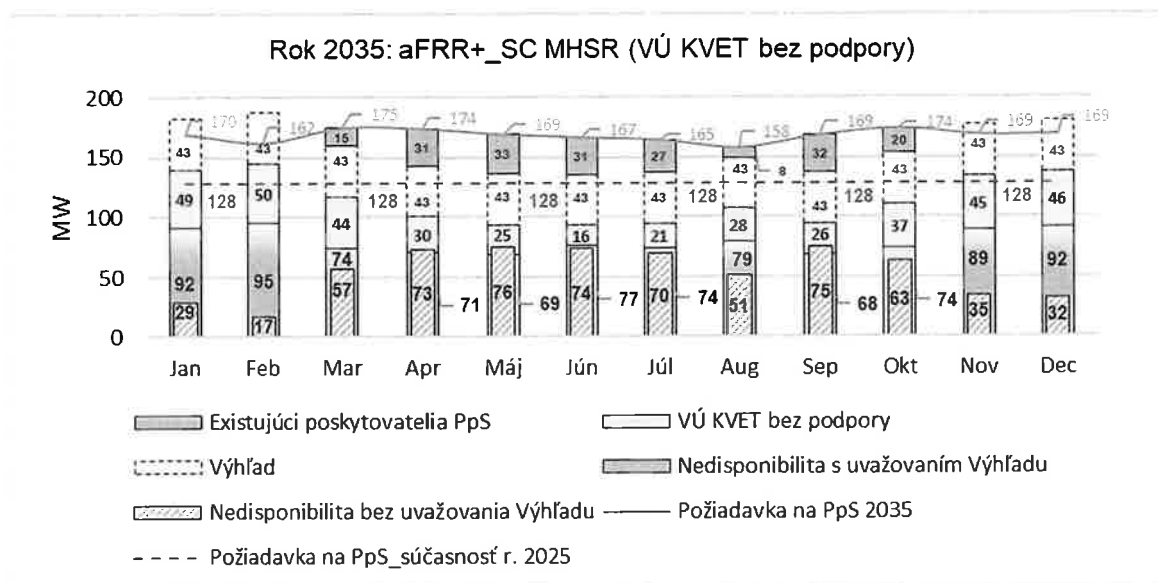


Obr. č. 4.24 Krivky trvania nedisponibility aFRR+ a aFRR- v roku 2030 v scenári MH SR (VÚ KVET bez podpory) s uvažovaním Výhl'adu a bez uvažovania Výhl'adu

Vyhodnotenie aFRR+ z pohľadu možného ukončenia podpory formou doplatku pre VÚ KVET v roku 2035:

V scenári MH SR (VÚ KVET) bez štátnej podpory doplatkom a s uvažovaním Výhl'adu je v roku 2035, v porovnaní s rokom 2030, indikované už výraznejšie navýšenie nedisponibility v mesiacoch (marec až október) v rozsahu 8 a ž 33 MW.

V prípade neuvažovania Výhľadu je indikované výraznejšie navýšenie nedisponibility v aFRR+ (v lete a prechodnom období), pričom sa nedisponibilita vyskytuje už aj v rámci celého prešetrovaného roku 2035, čo potvrdzuje aj krivka trvania nedisponibility s maximom na úrovni 121 MW bez uvažovania Výhľadu (tmavomodrá). V prípade uvažovania Výhľadu sa maximum pohybuje na úrovni 78 MW (svetlomodrá).

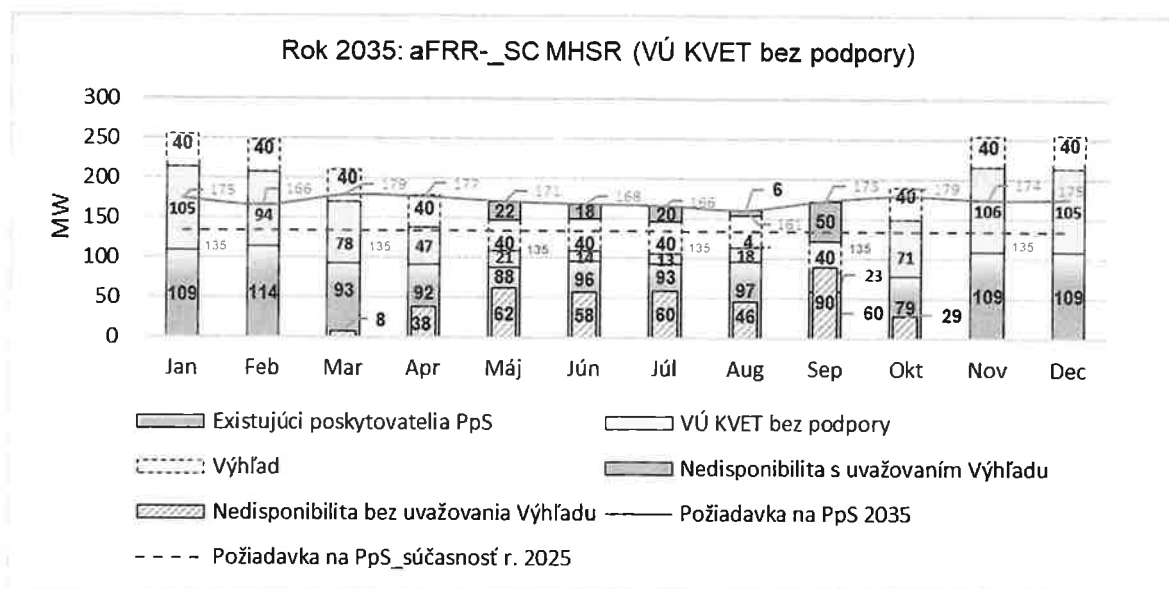


Obr. č. 4.25 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania aFRR+ v roku 2035 a scenári MHSR (VÚ KVET bez podpory)

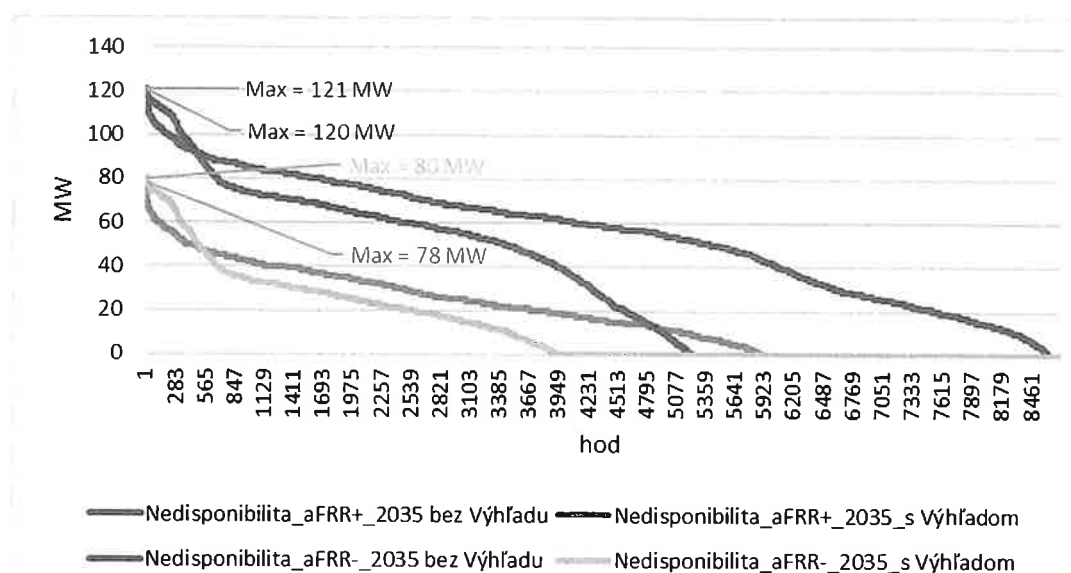
Vyhodnotenie aFRR- z pohľadu možného ukončenia podpory formou doplatku pre VÚ KVET v roku 2035:

V scenári MH SR (VÚ KVET bez podpory) bez štátnej podpory doplatkom a s uvažovaním Výhľadu je v roku 2035, v porovnaní s rokom 2030, indikované už výraznejšie navýšenie nedisponibility v mesiacoch (máj až september) v rozsahu 6 až 51 MW.

V prípade neuvažovania Výhľadu je indikované výraznejšie navýšenie nedisponibility v aFRR- v mesiacoch (najmä v lete ako aj v prechodnom období v mesiaci september) s maximom nedisponibility podľa krivky trvania (obr. č. 4.27) na úrovni 120 MW (tmavozelená), resp. 80 MW v prípade uvažovania Výhľadu (svetlozelená).



Obr. č. 4.26 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania aFRR- v roku 2035 a scenári MH SR (VÚ KVET bez podpory)



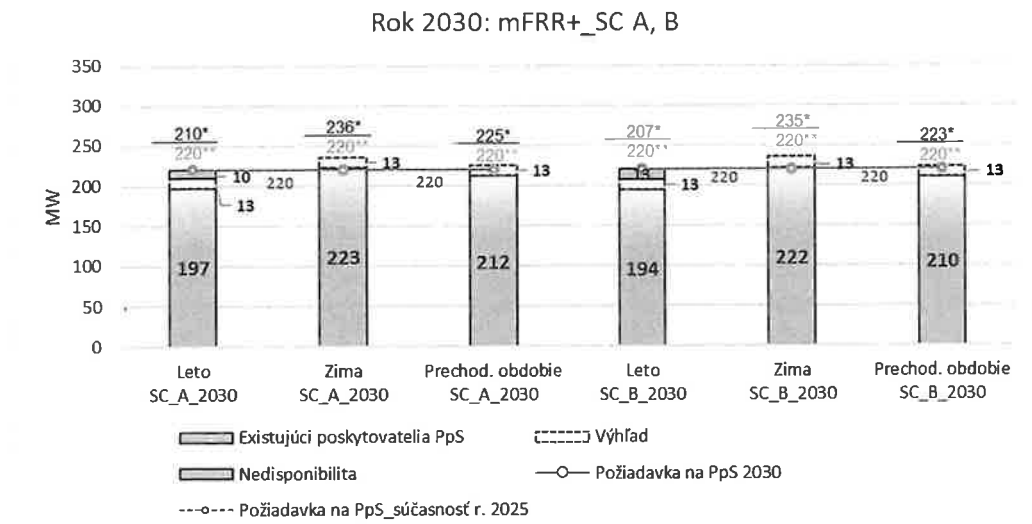
Obr. č. 4.27 Krivky trvania nedisponibility aFRR+ a aFRR- v roku 2035 v scenári MH SR (VÚ KVET bez podpory) s uvažovaním Výhľadu a bez uvažovania Výhľadu

4.5.3 Vyhodnotenie mFRR/mFRR3

V rámci **vyhodnotenia mFRR+** v roku 2030 v scenároch A, B a rokoch 2030 a 2035 v scenári MH SR boli požiadavky na túto službu vzťahované na úroveň vážených priemerov na rok 2025, nakoľko sa referenčný incident nezmenil.

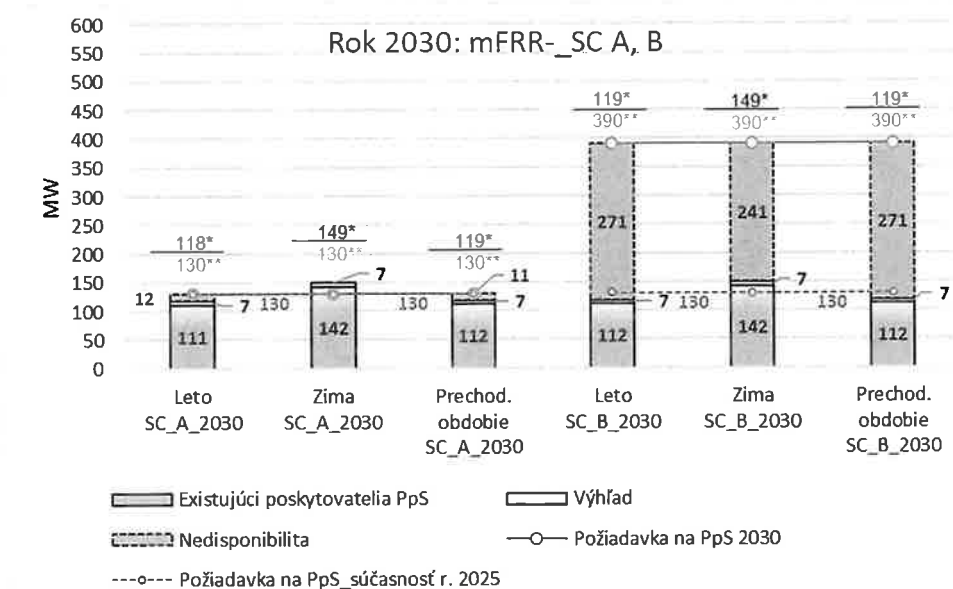
V rámci **vyhodnotenia mFRR-** v roku 2030 v scenári A boli požiadavky na túto službu vzťahované na úroveň váženého priemeru na rok 2025, nakoľko sa referenčný incident nezmenil.

V rámci **vyhodnotenia mFRR-** v roku 2030 v scenároch B a MHSR a v roku 2035 v scenári MH SR boli požiadavky na mFRR- stanovené s ohľadom na predpokladaný zvýšený odber spotreby elektriny USSK.

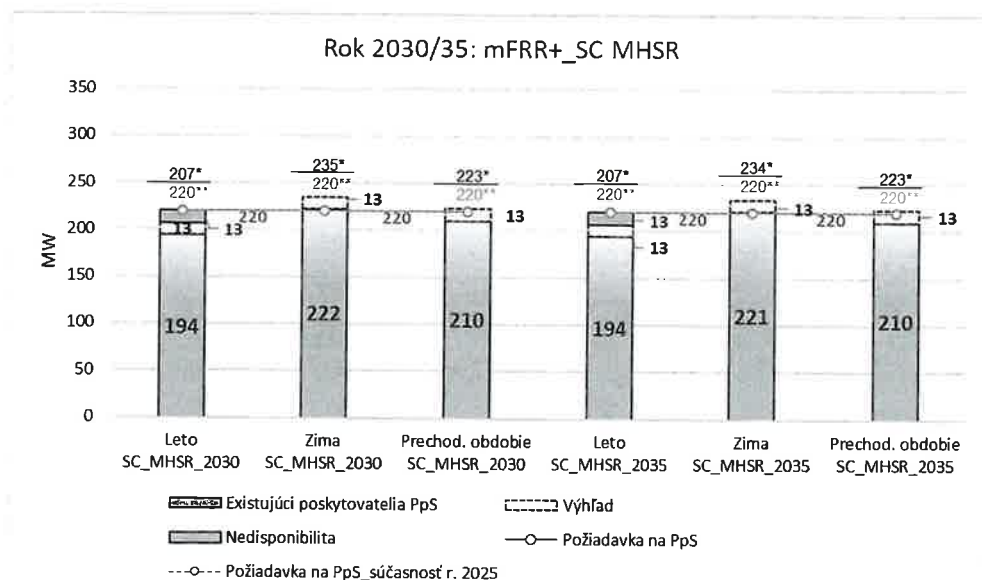


Poznámka: (*) – celkové pokrytie; (**) – požiadavka na PpS

Obr. č. 4.28 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania mFRR+ v roku 2030 a scenároch A, B

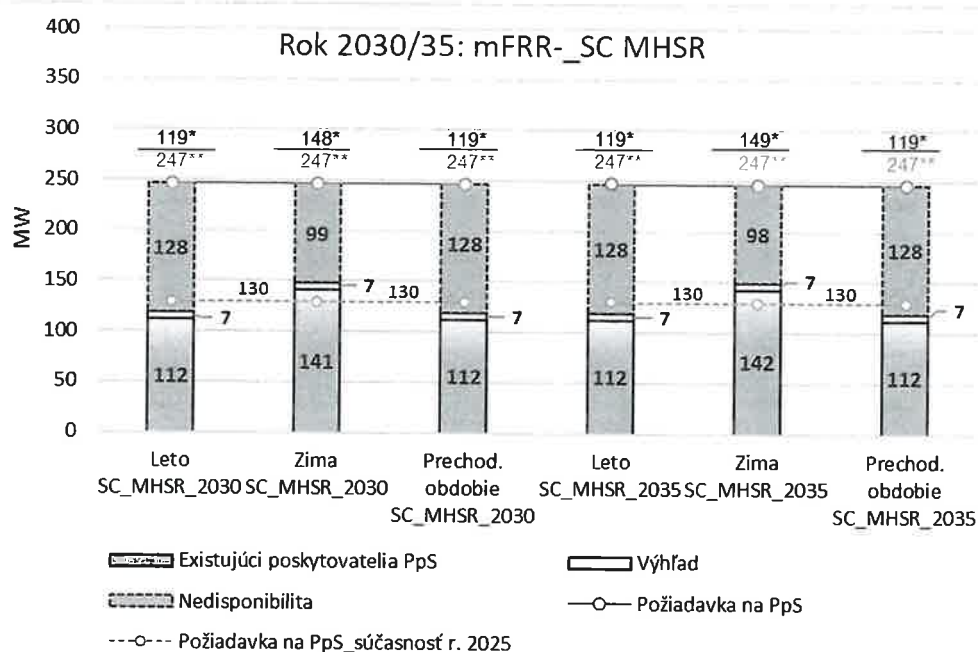


Obr. č. 4.29 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania mFRR- v roku 2030 a scenároch A, B



Poznámka: (*) – celkové pokrytie; (**) – požiadavka na PpS

Obr. č. 4.30 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania mFRR+ v rokoch 2030, 2035 v scenári MH SR



Poznámka: (*) – celkové pokrytie; (**) – požiadavka na PpS

Obr. č. 4.31 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania mFRR- v rokoch 2030, 2035 v scenári MH SR

Pokrytie mFRR± je zabezpečené najmä zo zdrojov spaľujúcich zemný plyn.

Možné nepokrytie a potreba vyššej disponibility zdrojov v prípade mFRR+ v scenároch A, B a MHSR v roku 2030, v scenári MHSR v roku 2035 a v prípade mFRR- v scenári A v roku 2030 sa ukazuje najmä v lete, kde sú niektoré zo zdrojov v odstávke/údržbe, prípadne vo výpadku.

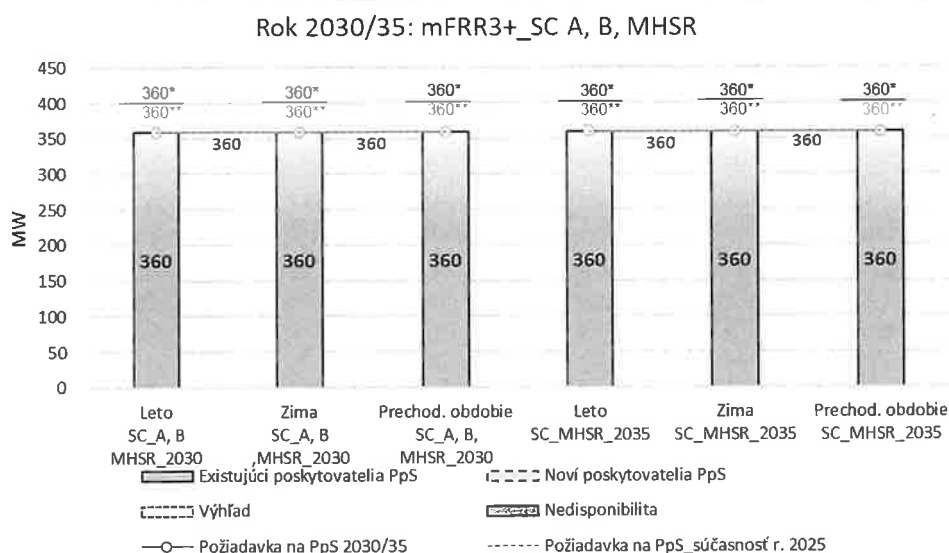
Potenciál na pokrytie indikovaného nedostatku je umiestnený aj na ďalších zdrojoch elektriny, a to predovšetkým na PVE a taktiež na zdrojoch Vážskej kaskády, pričom je taktiež potrebné poznamenať, že v poslednom období roku 2025, narastá disponibilný výkon v mFRR± v bioplynových staniciach, ktorým skončila podpora doplatkom v priebehu roka 2025 a ktoré sa postupne certifikujú na poskytovanie PpS. Skutočnosť ďalšieho potenciálu potvrdzuje aj fakt, že v predchádzajúcich obdobiach bola mFRR± zabezpečovaná na úrovni až 280 MW, resp. 288 MW (rok 2022).

Ako ďalší potenciál sa javí v nových technológiách a spôsobe prevádzkovania zdrojov, nakoľko SEPS od 01.01.2023 umožňuje poskytovať mFRR aj počas prevádzky zariadení na strane odberu.

Scenár B a MHSR pre mFRR- v roku 2030 a scenár MHSR pre mFRR- v roku 2035, uvažujú s navýšením odberu VO USSK. Tento významný odberateľ USSK pripojený do PS SR na úrovni 400 kV, avizuje náhradu pôvodnej technológie spaľujúcej fosílné palivo oblúkovými pecami napájanými elektrickou energiou.

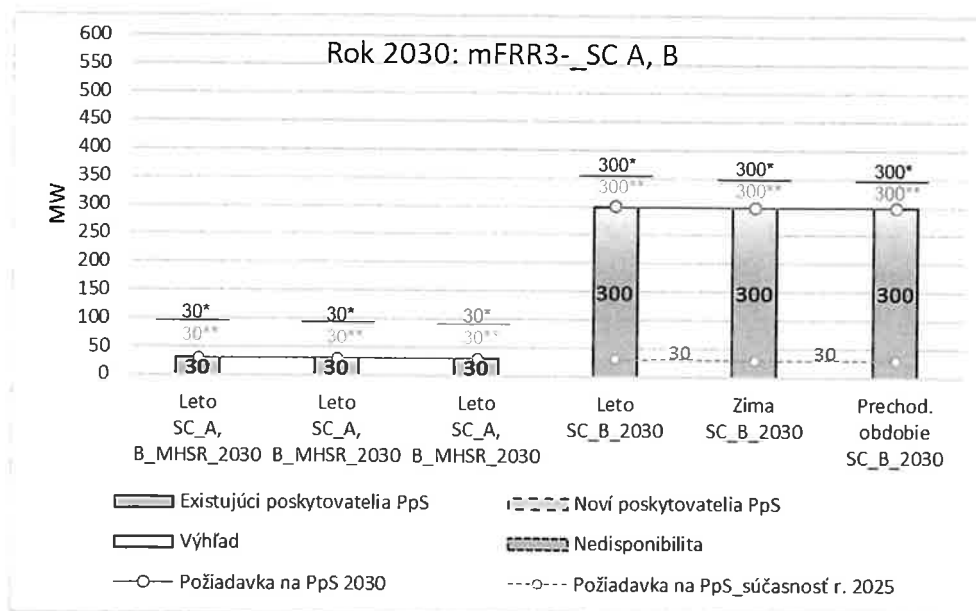
Pri uvažovaní uvedených scenárov sa odhaduje výška požadovaného výkonu mFRR- na úrovni 390 MW (dve oblúkové pece), resp. 247 MW (jedna oblúková pec), v závislosti od scenára. V porovnaní so súčasnosťou (rok 2025; mFRR- = 130 MW, mFRR3- = 30 MW, resp. 109 MW bez uvažovania retrofitu – frekvenčné nastavenie existujúcich zdrojov variabilnej výroby) je to prírastok pre odhadovaný požadovaný výkon v mFRR- o 241 až 271 MW pre scenár B v roku 2030 a 98 až 128 MW pre scenár MHSR v rokoch 2030 a 2035.

Modernizácia VO USSK, a teda uskutočnenie týchto scenárov, predpokladá potrebu zabezpečenia dodatočného disponibilného výkonu pre pokrytie mFRR-.



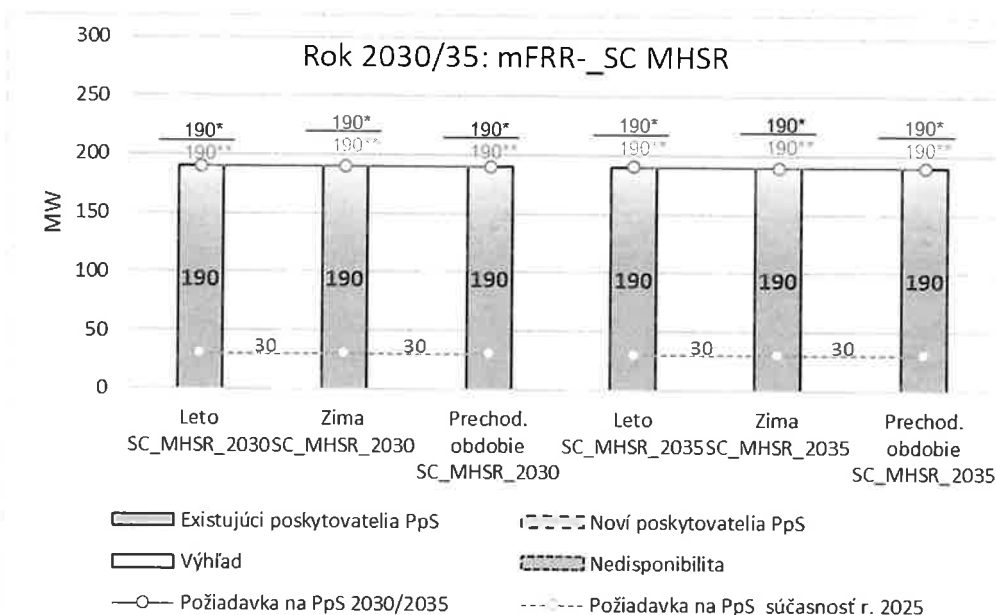
Poznámka: (*) – celkové pokrytie; (**) – požiadavka na PpS

Obr. č. 4.32 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania mFRR3+ v rokoch 2030, 2035 v scenároch A, B a MH SR



Poznámka: (*) – celkové pokrytie; (**) – požiadavka na PpS

Obr. č. 4.33 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania mFRR3- v roku 2030 v scenároch A, B



Poznámka: (*) – celkové pokrytie; (**) – požiadavka na PpS

Obr. č. 4.34 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania mFRR3- v roku 2030 a 2035 v scenári MH SR

Pre službu mFRR3± sa predpokladá, že táto služba bude pokrytá na 100 %, pričom sa berie do úvahy predpoklad, že potenciál na pokrytie tejto služby je dostatočný na existujúcich zdrojoch, ako sú napr. DG, PVE v portfóliu SE, odberných zariadeniach ako napr. FORTISCHEM, či agregovanom bloku Vážskej kaskády. V súčasnosti mFRR3± figuruje ako osobitný produkt a zo strany ÚRSO je pre tento produkt, udeľovaná každoročne výnimka. Výnimka pre mFRR3± je aktuálne platná do 31.12.2025.

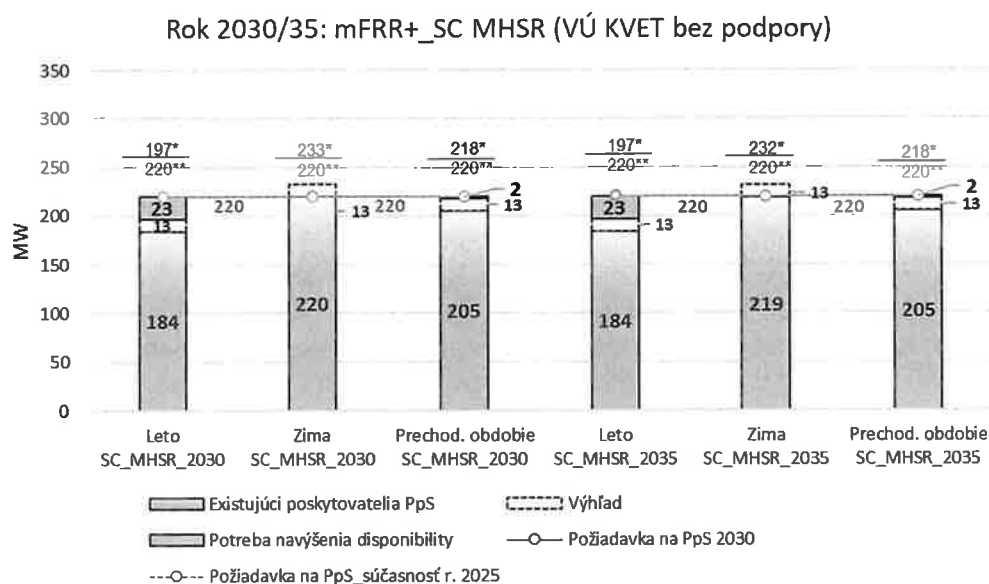
V prípade zániku uvedenej PpS (mFRR3±), sa predpokladá, že táto skutočnosť môže mať dopad na plnenie kvality regulácie na úrovne LEVEL1 a LEVEL2, čo by v tomto prípade

indikovalo možnú potrebu vykonania nevyhnutných opatrení pre zachovanie plnenia kvality regulácie.

Čo sa týka **mFRR3-** v súvislosti s modernizáciou VO USSK sa odhaduje navýšenie požadovaného objemu v scenári B v roku 2030 na úroveň 300 MW (dve oblúčkové pece) a v scenári MHSR v rokoch 2030 a 2035 na úroveň 190 MW (jedna oblúčková pec).

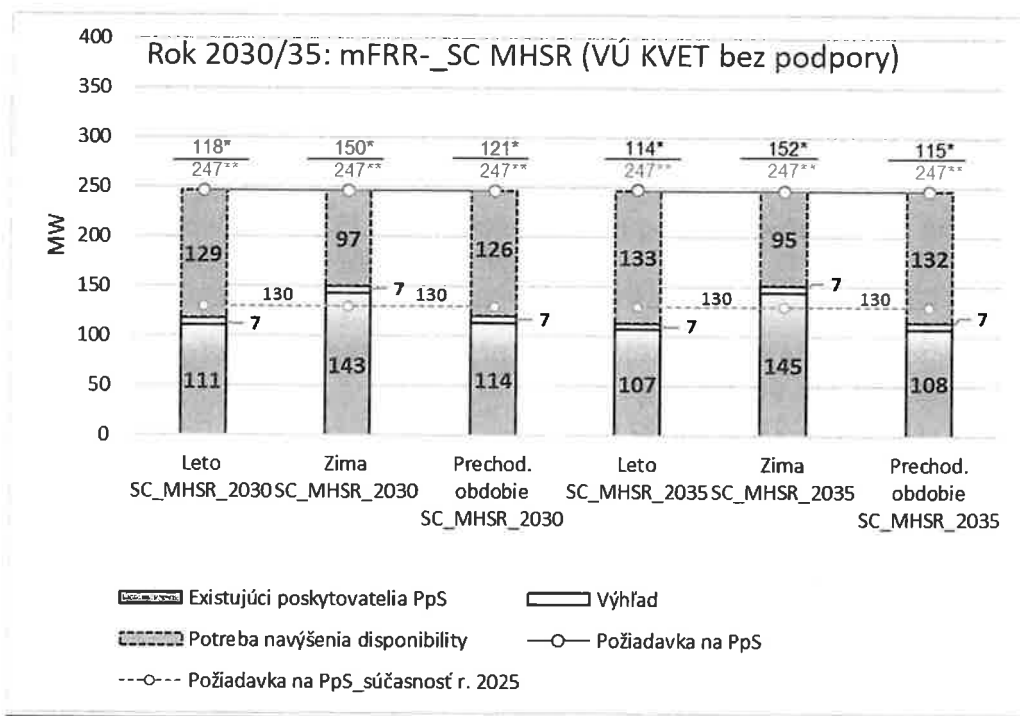
Obdobne ako je tomu v mFRR-, modernizácia VO USSK má vplyv aj na navýšenie požadovaného objemu mFRR3- v uvedených scenároch, a teda ich uskutočnenie predpokladá potrebu zabezpečenia dodatočného disponibilného výkonu pre pokrytie mFRR3.

4.5.3.1 Vyhodnotenie mFRR/mFRR3 z pohľadu možného ukončenia podpory formou doplatku pre VÚ KVET



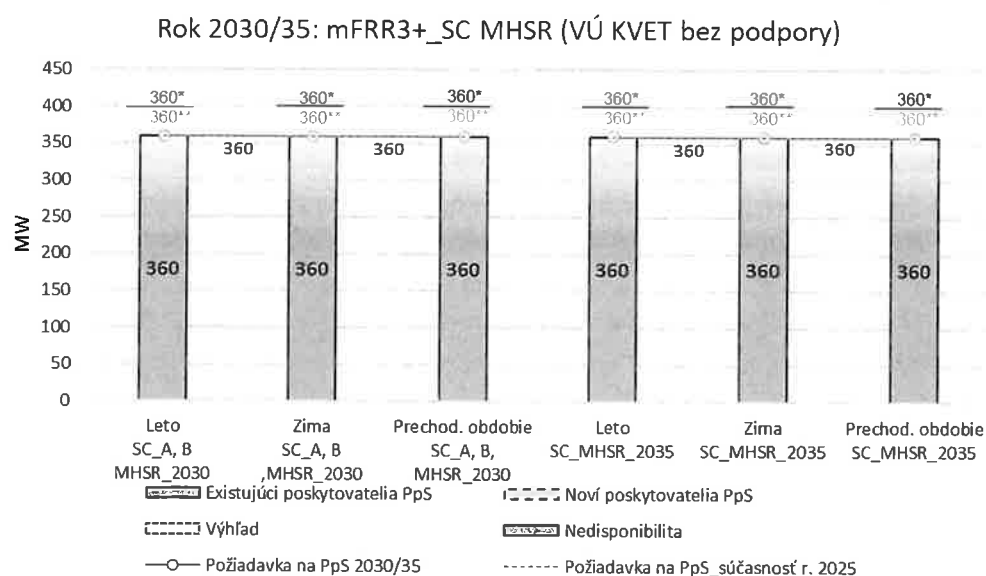
Poznámka: (*) – celkové pokrytie; (**) – požiadavka na PpS

Obr. č. 4.35 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania mFRR+ v rokoch 2030, 2035 v scenári MH SR (VÚ KVET bez podpory)



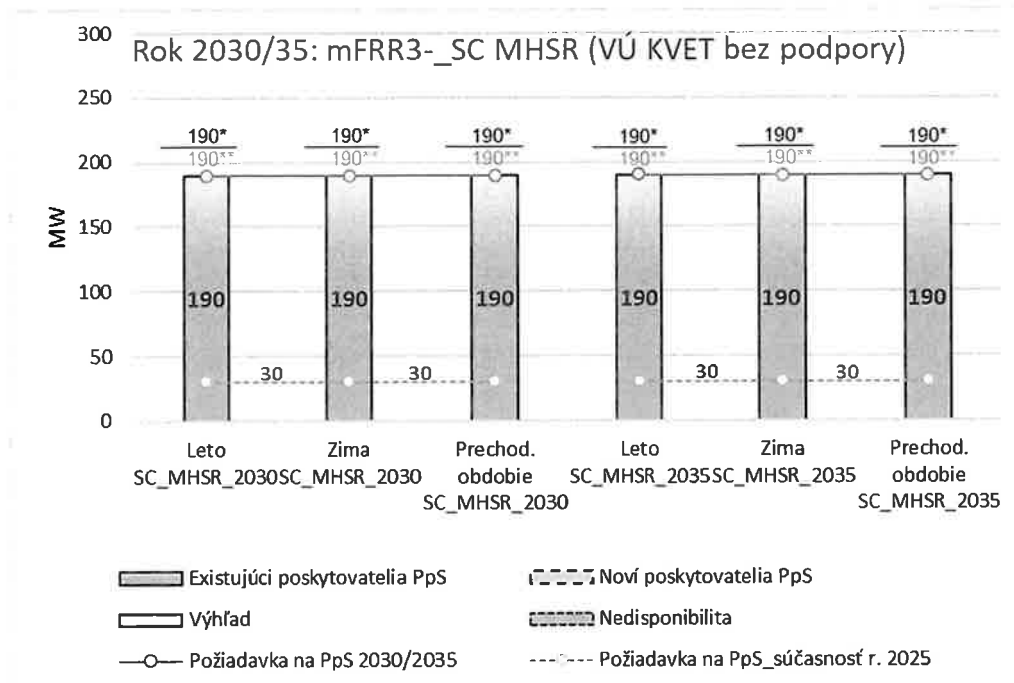
Poznámka: (*) – celkové pokrytie; (**) – požiadavka na PpS

Obr. č. 4.36 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania mFRR- v rokoch 2030, 2035 v scenári MH SR (VÚ KVET bez podpory)



Poznámka: (*) – celkové pokrytie; (**) – požiadavka na PpS

Obr. č. 4.37 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania mFRR3+ v rokoch 2030, 2035 v scenári MH SR (VÚ KVET bez podpory)



Poznámka: (*) – celkové pokrytie; (**) – požiadavka na PpS

Obr. č. 4.38 Priemerný predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania mFRR3- v rokoch 2030, 2035 v scenári MH SR (VÚ KVET bez podpory)

Situácia v prípade možného ukončenia podpory formou doplatku pre VÚ KVET je takmer obdobná ako v prípade s doplatkom s tým, že v lete a prechodnom období je zaznamenané len mierne navýšenie nedisponibility v jednotkách megawatov.

Nedisponibilita je indikovaná najmä v lete (prípadne v prechodnom období september - november), kde sú niektoré zo zdrojov nedisponibilné, či už z dôvodu zníženej disponibility vplyvom straty podpory doplatkom alebo sú v odstávke/údržbe, prípadne vo výpadku.

Taktiež aj pre scenár s možným ukončením podpory formou doplatku pre VÚ KVET platí, že modernizácia VO USSK má vplyv na navýšenie požadovaného objemu mFRR- a mFRR3-, a teda uskutočnenie modernizácie VO USSK si bude vyžadovať zabezpečenie dodatočného disponibilného výkonu pre pokrytie týchto služieb.

4.5.4 Zhrnutie PpS

Vo všeobecnosti disponibilita a teda aj pokrývanie požadovaných objemov PpS vždy závisí od ponúk jednotlivých prevádzkovateľov zdrojov elektriny certifikovaných na konkrétne PpS.

Na ich prevádzku a teda disponibilitu pre PpS má vplyv viacero faktorov, ako sezónnosť, letné odstávky niektorých zdrojov elektriny (najmä teplárne), stav naplnenia vodných nádrží a celková hydrologická situácia a v neposlednom rade aj prípadná forma podpory zo strany štátu. V mnohých prípadoch je kľúčovým, najmä posledný spomenutý faktor, a to podpora zo strany štátu, v tomto prípade formou doplatku, ktorú využívajú technológie na báze spaľovania zemného plynu s výrobou elektriny alebo v kombinácii s dodávkou tepla (VÚ KVET).

Podpora formou doplatku vytvára stabilné a predvídateľné ekonomické prostredie pre množstvo zdrojov, ktoré by inak mali problém udržať sa v prevádzke najmä mimo zimnej sezóny (najmä KGJ, zdroje s technológiou protitlakej turbíny, teplárenské zdroje) a v časoch mimo špičky. Táto podpora má teda kľúčový vplyv na sezónnu dostupnosť výroby elektriny a zároveň výrazne zvyšuje spoľahlivosť a objem disponibilného výkonu pre poskytovanie PpS.

Z výsledkov analýz PpS v prípade zachovania podpory doplatkom vyplýva nasledovné:

- predpokladaná disponibilita pre pokrývanie požadovaných objemov **FCR** je dostatočná v rámci vyšetrovaných scenárov A, B v rokoch 2030 a MH SR v rokoch 2030 a 2035, a to predovšetkým vďaka pribúdajúcemu certifikovanému výkonu na technológiách typu BESS. Disponibilný výkon výrazne presahuje požadovaný objem FCR.
- predpokladaná disponibilita pre pokrývanie požadovaných objemov **aFRR** s **uvažovaním Výhľadu** je dostatočná v rámci vyšetrovaných scenárov A, B, MH SR v roku 2030. V roku 2035 v scenári MH SR je indikovaná priemerná mesačná nedisponibilita v mesiaci apríl (4 MW) a máj (9 MW) v aFRR+ a v mesiacoch (máj, september a október) v rozsahu 3 MW ž 24 MW pre aFRR-, kde sa okrem vyššej nedisponibility zdrojov elektriny oproti ostatným mesiacom prejavuje vplyv navýšenia inštalovaného výkonu FVE a VTE na veľkosť požadovaného objemu aFRR.
- situácia v prípade **aFRR** a **neuvažovania Výhľadu** je už mierne odlišná, kde je vo všetkých prešetrovaných scenároch indikovaná nedisponibilita pre pokrývanie aFRR najmä v lete a v niektorých mesiacoch prechodného obdobia. Najvýraznejšia je však v scenári MH SR v roku 2035, v mesiacoch (apríl až október), a to v rozsahu 24 až 64 MW, v priemere je to však na úrovni viac ako 40 MW, kde sa navyše predpokladá, okrem vyššej nedisponibility zdrojov elektriny oproti ostatným mesiacom aj vplyv navýšenia inštalovaného výkonu FVE a VTE na veľkosť požadovaného objemu aFRR.
- v prípade **mFRR+** a **mFRR-** bez uvažovania modernizácie VO USSK je indikovaná nedisponibilita v rozsahu 11 až 13 MW, predovšetkým v letnom období. Potenciál na pokrytie indikovaného nedostatku je umiestnený predovšetkým na PVE a taktiež na zdrojoch Vážskej kaskády. To, že existuje ďalší potenciál dostupného výkonu pre mFRR±, potvrdzuje aj tá skutočnosť, že v predchádzajúcich obdobiach bola mFRR± zabezpečovaná na úrovni až 280 MW, resp. 288 MW (rok 2022),
- v prípade **mFRR3**, bez uvažovania modernizácie VO USSK sa predpokladá, že na pokrytie požadovaného objemu mFRR3 je dostatok disponibilného výkonu na zdrojoch elektriny, ako sú napr. DG, PVE v portfóliu SE, odberných zariadeniach ako napr. FORTISCHEM, či agregovanom bloku Vážskej kaskády,
- v prípade **mFRR-** a **mFRR3-**, v scenároch s uvažovaním modernizácie VO USSK sa predpokladá výrazné navýšenie požadovaného objemu pre tieto služby a to na úroveň 190 MW pre mFRR3- a 247 až 390 MW pre mFRR-, v závislosti od konkrétneho scenára, čo indikuje teda potrebu zabezpečenia dodatočného disponibilného výkonu pre pokrytie mFRR- a mFRR3-.

V prípade ukončenia štátnej podpory doplatkom sa môže prevádzka niektorých zdrojov elektriny využívajúcich túto formu podpory výrazne zmeniť, pretože strácajú istotu rentabilnej prevádzky a predpokladá sa, že ich nasadenie bude závisieť výlučne od trhových cien elektriny, prípadne od výnosov z poskytovania podporných služieb, ak sú certifikované alebo si zabezpečia certifikát na podporné služby.

V prípade pokračujúcej podpory doplatkom mnohé z nich, najmä tie, ktoré sú silne naviazané na dodávku tepla (KGJ, protitlaké turbíny, teplárenské zdroje v CZT) dokážu byť v prevádzke aj mimo zimnej sezóny, teda v prechodnom období a niekedy aj v lete, kedy je už menší, resp. žiadny dopyt po vykurovaní. Pri ukončení podpory sa pre mnohé z nich stáva prevádzka nerentabilnou najmä v lete a mimo špičiek, a teda v časoch, kedy je nízka cena elektrickej energie.

V scenári MH SR v rokoch 2030 a 2035 je predovšetkým analyzovaný vplyv na disponibilitu **aFRR±** z pohľadu možného ukončenia podpory doplatkom pre malé KGJ, veľké motory, protitlaké turbíny, plynové turbíny a PPC. Predpokladá sa, že zdroje v uvedených kategóriách nebudú vyrábať v letnom období a čiastočne aj prechodnom období, prípadne niekedy aj v zime. Vo všeobecnosti je možné konštatovať, že väčšina zdrojov bude vyrábať v zime a cca polovica zdrojov bude taktiež schopná vyrábať v lete, ale len za predpokladu priaznivých podmienok na trhu s elektrickou energiou. Z pohľadu disponibility podporných služieb pre

aFRR sa najväčší negatívny dopad ukončenia štátnej podpory doplatkom očakáva na KGJ, ktoré nebudú disponibilné pre aFRR+ takmer vôbec, len niekoľko hodín v roku s ponukou v jednotkách MW. Protitlaké turbíny sa predpokladá, že budú prevádzkované so zníženou ponukou v prechodnom období a v letnom období sa ich prevádzka a disponibilita pre aFRR+ a aFRR- nepredpokladá. Zariadenia VÚ KVET majú vo všeobecnosti vplyvom teplárenskej prevádzky podstatne vyšší záujem v lete o poskytovanie kladných PpS a v zime o poskytovanie záporných PpS.

Z výsledkov analýz v prípade možného ukončenia podpory formou doplatku zdrojov VÚ KVET vyplýva nasledovné:

- predpokladaná disponibilita pre pokrývanie požadovaných objemov FCR je dostatočná v rámci vyšetrovaného scenára MH SR v roku 2035, a to predovšetkým vďaka pribúdajúcemu certifikovanému výkonu na technológiách typu BESS. Disponibilný výkon výrazne presahuje požadovaný objem FCR. Ukončenie podpory formou doplatku nemá vplyv na veľkosť disponibilít FCR.
- v scenári MH SR (VÚ KVET bez podpory) v roku 2030 **s uvažovaním Výhľadu** sa disponibilita v mesiacoch máj a jún pohybuje na hranici požadovaného objemu **aFRR+**. V prípade služby **aFRR-** sa disponibilita pohybuje na hranici požadovaného objemu **aFRR-** v mesiacoch (máj až júl), pričom v mesiaci september je indikovaná nedisponibilita na úrovni 12 MW z dôvodu údržbových stavov niektorých technológií.
- situácia **bez uvažovania Výhľadu** už nie je natoľko priaznivá pre službu **aFRR+**, nakoľko je nedisponibilita indikovaná už v rámci celého roku 2030, a to predovšetkým v lete a prechodnom období v desiatkach MW. V prípade **aFRR-** je indikovaná nedisponibilita najmä v lete a v niektorých mesiacoch prechodného obdobia v rozsahu 13 až 52 MW.
- čo sa týka scenára MH SR (VÚ KVET bez podpory) v roku 2035 **s uvažovaním aj bez uvažovania Výhľadu** sa v porovnaní so základným scenárom MH SR (s doplatkom), ako aj rokom 2030 v scenári MHSR (VÚ KVET bez podpory), javí oveľa kritickejší s pohľadom disponibilít ako pre službu **aFRR+**, tak aj **aFRR-** :
 - v prípade **aFRR+ a aFRR-** je indikovaná nedisponibilita v roku 2035 už aj v prípade **uvažovania Výhľadu**, a to v mesiacoch (marec až október), resp. máj až september v desiatkach MW.
 - v prípade **neuvažovania Výhľadu** je indikovaná výrazná nedisponibilita v rámci celého roku 2035 pre **aFRR+** v rozsahu 17 až 75 MW. Oproti **aFRR+** je služba **aFRR-** menej kritická, avšak aj v tomto prípade je indikovaná výraznejšia nedisponibilita v rozsahu mesiacov marec až október v priemere na úrovni 8 až 90 MW, najmä však v letnom období a v mesiaci september.
 - v prípade **mFRR a mFRR3** bez uvažovania modernizácie VO USSK platí rovnaké konštatovanie ako v scenároch MH SR s podporou formou doplatku v rokoch 2030 a 2035. Je potrebné taktiež však poznamenať, že aj v týchto službách, teda konkrétne pre **mFRR+** v roku 2030 a 2035, je indikovaná nedisponibilita v priemere 2 až 23 MW. Modernizácia VO USSK, a teda uskutočnenie týchto scenárov, predpokladá potrebu zabezpečenia dodatočného disponibilného výkonu vo výraznejšej miere (vo výške stoviek MW) pre pokrytie **mFRR-** a **mFRR3-**.

Z analýzy PpS vyplýva, že disponibilita môže byť z výraznej miery zabezpečená aj za pomoci zdrojov elektriny vo Výhľade, ktoré však nie sú ešte v súčasnosti certifikované. SEPS zaznamenáva záujem poskytovania disponibilít nie len pre FCR a mFRR, ale taktiež aj pre aFRR z radov nielen existujúcich, ale aj nových plánovaných zdrojov elektriny typu KGJ, DG, agregácia bioplynových staníc, BESS v kombinácii s iným zdrojom elektriny a pod.,

ktorých odhadovaný potenciál disponibilného výkonu je zahrnutý do kategórie zdrojov vo Výhlade podľa Stratégie zabezpečenia PpS pre 2026¹².

V prípade aFRR sa predpokladá do budúcnosti aj určitý potenciál pre poskytovanie disponibilnosti z technológie BESS, avšak tento je v súčasnosti problematické odhadnúť, preto nie je vo výpočtoch uvažovaný. Z hlavných výstupov štúdie SEPS „Vplyv batériových zariadení typu BESS na poskytovanie podporných služieb typu aFRR a mFRR¹³“ vyplýva, že hodnota disponibilnosti PpS poskytovaná z týchto technológií by nemala presiahnuť 15 % z celkového požadovaného objemu PpS v ktorejkoľvek zo služieb typu FRR, a teda aj pre aFRR, pričom sa odporúča poskytovanie PpS z BESS iba v kombinácii s iným zdrojom elektriny.

V prípade identifikácie nedisponibility výkonu pre zabezpečenie PpS je potrebné buď zvýšiť disponibilitu na existujúcich zdrojoch elektriny (t.j. na zdrojoch v kategórii „Existujúci poskytovatelia PpS“) alebo je potrebný nový disponibilný výkon, pričom v prípade scenára MH SR (VÚ Kvet bez podpory) v rokoch 2030 a 2035 pre aFRR je potrebný disponibilný výkon vo veľkosti až nad rámec odhadovaného disponibilného výkonu, ktorý je uvažovaný v kategórii „Výhľad“. Je potrebné poznamenať, že disponibilný výkon v kategórii „Výhľad“ (napr. SE integrátor), je zatiaľ poznačený istou mierou neurčitosti, vzhľadom na vzdialenejšie obdobie prognózovaných rokov 2030 a 2035. S ohľadom na zaznamenaný záujem prevádzkovateľov zdrojov elektriny o poskytovanie PpS je možné však predpokladať, že pred rokom 2030, resp. 2035 postupne pribudne aj ďalší disponibilný výkon, okrem uvedeného vo Výhlade, či už na existujúcich alebo nových zdrojoch elektriny.

Z výsledkov vo všeobecnosti vyplýva, že veľkosť disponibilného výkonu na zdrojoch elektriny a pokrývanie požadovaného výkonu PpS bude závisieť jednak od spôsobu ich prevádzkovania (údržba, sezónnosti, poveternostné a hydrologické podmienky), možných vynútených výpadkov, nastavenia technických podmienok ale v neposlednom rade aj od podmienok na trhu s elektrickou energiou, resp. s PpS (nastavenie maximálnych cien za disponibilitu zo strany ÚRSO) v prognózovaných rokoch 2030 a 2035, ktoré budú určujúcimi faktormi pre poskytovanie disponibilnosti PpS.

V závere je možné konštatovať, že vznik nedisponibility PpS, ako vplyv možného ukončenia štátnej podpory doplatkom, sa predpokladá najmä na **aFRR+** a v menšej miere na **aFRR-**, **pričom najkritickejším sa javí rok 2035, kedy sa predpokladá, že ukončenie štátnej podpory sa dotkne najväčšieho počtu zdrojov elektriny VÚ Kvet.**

¹² Stratégia zabezpečenia PpS pre rok 2026

¹³ Štúdia BESS

Rok	PpS	Leto		Zima		Prechodné obdobie	
		Výhľad	Bez Výhľadu	Výhľad	Bez Výhľadu	Výhľad	Bez Výhľadu
Scenár A_2030	FCR+	0	0	0	0	0	0
	FCR-	0	0	0	0	0	0
	mFRR+	10	23	0	0	0	8
	mFRR-	12	19	0	0	11	18
	mFRR3+	0	0	0	0	0	0
	mFRR3-	0	0	0	0	0	0
Scenár B_2030	FCR+	0	0	0	0	0	0
	FCR-	0	0	0	0	0	0
	mFRR+	13	26	0	0	0	10
	mFRR-	271	278	241	248	271	278
	mFRR3+	0	0	0	0	0	0
	mFRR3-	0	0	0	0	0	0
Scenár MHSR_2030	FCR+	0	0	0	0	0	0
	FCR-	0	0	0	0	0	0
	mFRR+	13	26	0	0	0	10
	mFRR-	128	135	99	106	128	135
	mFRR3+	0	0	0	0	0	0
	mFRR3-	0	0	0	0	0	0
Scenár MHSR_2035	FCR+	0	0	0	0	0	0
	FCR-	0	0	0	0	0	0
	mFRR+	13	26	0	0	0	10
	mFRR-	128	135	98	105	128	135
	mFRR3+	0	0	0	0	0	0
	mFRR3-	0	0	0	0	0	0
Scenár MHSR (VÚ KVET bez podpory)_2030	FCR+	0	0	0	0	0	0
	FCR-	0	0	0	0	0	0
	mFRR+	23	36	0	0	2	15
	mFRR-	129	136	97	104	126	133
	mFRR3+	0	0	0	0	0	0
	mFRR3-	0	0	0	0	0	0
Scenár MHSR (VÚ KVET bez podpory)_2035	FCR+	0	0	0	0	0	0
	FCR-	0	0	0	0	0	0
	mFRR+	23	36	0	0	2	15
	mFRR-	133	140	95	102	132	139
	mFRR3+	0	0	0	0	0	0
	mFRR3-	0	0	0	0	0	0

Tab č. 4.16 Priemerné nedisponibility pre FCR , mFRR a mFRR3 (MW)

Mesiac	Rok	Scenár A_2030			Scenár B_2030			Scenár MHSR_2030			Scenár MHSR_2035			Scenár MHSR (VÚ Kvet bez podpory) 2030			Scenár MHSR (VÚ Kvet bez podpory) 2035		
		aFRR+	aFRR-	aFRR	aFRR+	aFRR-	aFRR	aFRR+	aFRR-	aFRR	aFRR+	aFRR-	aFRR	aFRR+	aFRR-	aFRR	aFRR+	aFRR-	aFRR
1	PpS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Bez Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Bez Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Bez Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Bez Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Bez Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Bez Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Bez Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Bez Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Bez Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Bez Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Bez Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Výhl'adu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tab č. 4.17 Priemerné nedisponibility pre aFRR (MW)

5 Opatrenia na krytie špičkového dopytu a riešenie výpadkov v ES SR

Vo všetkých etapách prípravy prevádzky sa navrhujú vhodné riešenia prevádzky ES SR a vytvára sa potrebný priestor pre údržbu, inováciu a výstavbu elektroenergetických zariadení na zabezpečenie dlhodobu spoľahlivého, bezpečného a účinného prevádzkovania sústavy za hospodárnych podmienok. Pre riešenie stavov núdze, alebo na predchádzanie týchto stavov, má prevádzkovateľ PS vypracovaný plán obrany na predchádzanie vzniku závažných porúch, opatrenia pri havarijných zmenách frekvencie a napätia, ako aj plán obnovy sústavy po vzniku poruchy typu „black-out“. Bezpečná a spoľahlivá prevádzka a plnenie požiadaviek na prenos elektriny je kontrolovaná v každej etape prípravy prevádzky (ročná, mesačná, týždenná a denná). Vypínanie zariadení PS sa vykonáva v koordinácii so susednými prevádzkovateľmi PS v rámci všetkých etáp prípravy prevádzky. Základným hodnotiacim kritériom sledovaným vo všetkých etapách prípravy prevádzky je bezpečnostné kritérium N-1.

Ak dôjde v sústave pri jej prevádzke k takým zmenám, ktoré vyvolajú náhle preťaženie niektorého z prvkov v prenose elektriny (zaťaženie prvku nad normou stanovenú hodnotu), prevádzkovateľ PS s cieľom odstrániť preťaženie v zmysle § 14 Vyhlášky ÚRSO č. 207/2023 Z. z., ktorou sa ustanovujú pravidlá pre fungovanie vnútorného trhu s elektrinou, obsahové náležitosti prevádzkového poriadku prevádzkovateľa sústavy, organizátora krátkodobého trhu s elektrinou a rozsah obchodných podmienok, ktoré sú súčasťou prevádzkového poriadku prevádzkovateľa sústavy:

- a) aktivujú nakúpené podporné služby,
- b) využijú zmluvne dohodnuté havarijné rezervy,
- c) zmení zapojenie elektroenergetických zariadení v prenosovej a distribučnej sústave,
- d) aktivuje redispečing alebo protiobchod.

Na predchádzanie preťaženia zariadení PS sa priebežne podľa presne stanovených intervalov vykonáva výpočet ustáleného chodu siete s údajmi vlastnej elektrizačnej sústavy, ako aj s údajmi ostatných sústav v ENTSO-E.

Otázke bezpečnosti a spoľahlivosti je venovaná zo strany prevádzkovateľa PS vysoká pozornosť. Pre jej zaistenie sú v rámci ES SR vykonávané:

- **preventívne opatrenia** – analýza výsledkov výpočtov chodu siete, výpočtov skratových pomerov, nastavenie ochrán, optimalizácia vypínacieho plánu, pravidelná údržba prenosových zariadení a spracovanie opatrení na riešenie havarijných situácií. Ďalej sú to opatrenia v oblasti prípravy prevádzky a opatrenia v oblasti optimalizácie údržby a rozvoja PS,
- **dispečerské opatrenia** – prerušenie prác na zariadeniach PS v koordinácii s prevádzkovateľmi distribučných sústav (PDS), a systémových služieb, využitie opatrení pre riešenie havarijných situácií, rekonfigurácia PS,
- **technické opatrenia** – nastavenie pôsobenia ochrán, využívanie PpS, pôsobenie frekvenčných automatík a automatickej regulácie napätia,
- **opatrenia plánu obrany** - technické a organizačné opatrenia prijímané na zabránenie šíreniu alebo zhoršeniu poruchy v prenosovej sústave s cieľom zamedziť rozsiahlemu poruchovému stavu a stavu bez napätia.

Okrem spomínaných opatrení sú v zmysle legislatívy pri stave núdze v elektroenergetike a pri predchádzaní stavu núdze v elektroenergetike a jeho odstránení stanovené obmedzujúce opatrenia:

- a) obmedzenie spotreby elektriny,
- b) prerušenie distribúcie elektriny,
- c) zmena hodnoty výkonu dodávaného výrobcom elektriny do sústavy,
- d) použitie voľných výrobných kapacít,
- e) operatívne vypnutie časti zariadenia v rozsahu nevyhnutnom na vyrovnanie výkonovej bilancie dotknutej časti sústavy,
- f) opatrenia pre obnovu prenosu a distribúcie elektriny.

Vyhláška MH SR č. 416/2012 Z. z. o obmedzujúcich opatreniach následne špecifikuje prípravu obmedzujúcich opatrení, ktoré sú každoročne z úrovne dispečingu PPS aktualizované:

- plán obmedzovania spotreby,
- havarijný vypínací plán,
- frekvenčný vypínací plán.

Elektroenergetický dispečing prevádzkovateľa PS aktualizuje každoročne plán frekvenčného odľahčovania (frekvenčný vypínací plán) v zmysle štandardov a odporúčaní RG CE ENTSO-E v súlade s nariadením Komisie (EÚ) 2017/2196 z 24. novembra 2017, ktorým sa stanovuje sieťový predpis o stavoch núdze a obnovy prevádzky v sektore elektrickej energie.

Automatické odľahčovanie sústavy začína pri poklese frekvencie na 49,0 Hz (1. stupeň). Pri poklese frekvencie pod 49,0 Hz dochádza v intervaloch 200 mHz k postupnému vypínaniu spotreby v sústave. Frekvenčný vypínací plán, uvedený v tabuľke č. 5.1, je detailne rozpracovaný v TP SEPS (Dokument O, časť O 2 Plán obrany, kap. 2.1.4. - celý dokument je prístupný na stránke SEPS - <https://www.sepsas.sk/legislativa/technicke-podmienky/>).

Stupne vypínania	Frekvencia	Vypínaná časť zaťaženia v ES SR
1. stupeň	49,0 Hz	9,77%
2. stupeň	48,8 Hz	8,99%
3. stupeň	48,6 Hz	9,00%
4. stupeň	48,4 Hz	8,01%
5. stupeň	48,2 Hz	8,02%
6. stupeň	48,0 Hz	6,12%
Spolu vo všetkých stupňoch	49 - 48 Hz	49,91%

Tab. č. 5.1 Frekvenčný vypínací plán na rok 2024

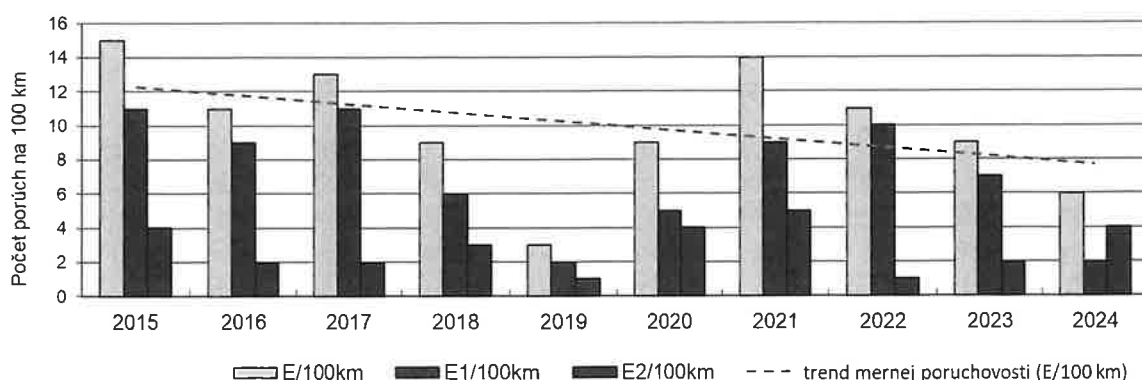
6 Kvalita prenosu a úroveň údržby prenosovej sústavy

Súhrnné vyhodnotenie štandardov kvality prenosu elektriny za rok 2024 v zmysle §11 Vyhlášky ÚRSO č. 236/2016 Z. z. je zverejnené na webovom sídle prevádzkovateľa PS SR (ďalej len „Vyhodnotenie štandardov kvality SEPS“) ¹⁴.

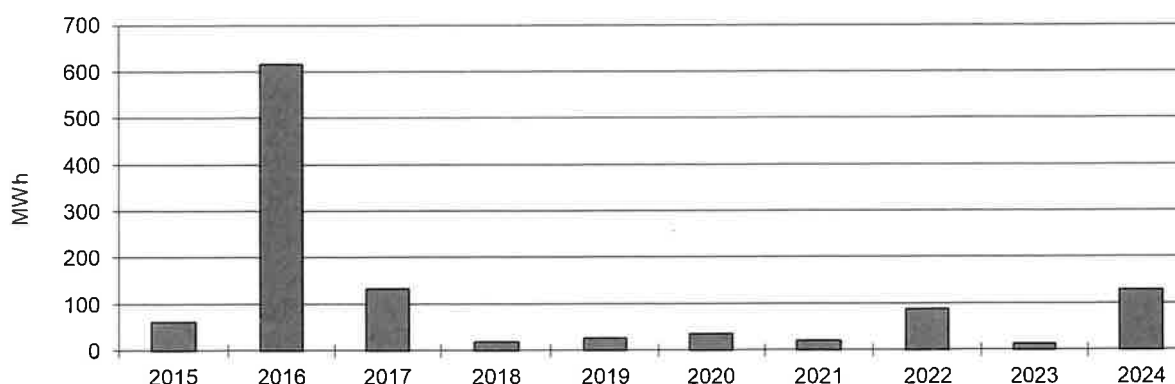
6.1 Poruchovosť a štandardy kvality prenosu

V roku 2024 bolo na zariadeniach prevádzkovateľa PS zaevidovaných celkom 6 poruchových vypnutí. Z toho 2 typu E1 - bez poškodenia zariadenia a 4 poruchy typu E2 - s poškodením zariadenia. Pri všetkých poruchách došlo k obmedzeniu dodávky elektrickej energie zo strany prevádzkovateľa PS vo výške 129,51 MWh.

Vývoj mernej poruchovosti zariadení PS a nedodanej elektriny prevádzkovateľom PS v období 2015 – 2024 je uvedený v grafoch na nasledujúcich obrázkoch.



Obr. č. 6.1 Vývoj mernej poruchovosti v prenosovej sústave SR za roky 2015 až 2024



Obr. č. 6.2 Vývoj nedodanej elektriny v prenosovej sústave SR za roky 2015 až 2024

Z grafov je zrejmé, že veľkosť nedodanej energie v PS nie je úmerná počtu porúch, ale závisí od množstva špecifických faktorov konkrétnej poruchy v PS.

Údržba zariadení PS bola v predchádzajúcom období zabezpečovaná kontinuálne podľa vopred stanoveného harmonogramu zosúladeného s prípravou prevádzky, pri zohľadnení

¹⁴[https://www.sepsas.sk/engine/wp-content/uploads/2025/02/Standardy kvality 2024 podľa Vyhlasky 236 2016.pdf](https://www.sepsas.sk/engine/wp-content/uploads/2025/02/Standardy_kvality_2024_podla_Vyhlasaky_236_2016.pdf)

pravidelne monitorovaného, diagnostikovaného a vyhodnocovaného stavu zariadení PS (asset monitoring).

V rámci prípravy prevádzky PS dochádza k maximálnej koordinácii vypínacích plánov s odstávkami výrobných zariadení. Je snaha čo možno v najväčšej miere zabrániť zníženiu spoľahlivosti vyvedenia výkonov z jednotlivých výrobní. Táto oblasť je náročná hlavne pri vyvedení výkonu z jadrových elektrární. Dôležitou časťou je zabezpečenie rezervného napájania vlastnej spotreby jadrových elektrární.

Súčasne sa kladie dôraz aj na koordináciu vypínacích plánov zariadení SEPS s prevádzkovateľmi regionálnych distribučných sústav tak, aby nedošlo k obmedzeniu, resp. k zníženiu bezpečnosti ich zásobovania, predovšetkým pri údržbe rozvodní elektrických staníc PS s transformačnou väzbou PS/DS napájaných len dvoma prenosovými vedeniami.

Všetky strednodobé a dlhodobé investičné a rozvojové zámery prevádzkovateľa PS rešpektujú vyššie uvedené skutočnosti, týkajúce sa prípravy prevádzky, asset monitoringu zariadení PS a požiadavky pre zabezpečenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR v dlhodobom horizonte.

6.2 Vyhodnotenie parametrov kvality elektriny PS

Na základe vyhodnotenia štandardov kvality prenosu elektriny vypracovaného v zmysle § 11 Vyhlášky ÚRSO č. 236/2016 Z. z. (Štandardy kvality prenosu elektriny, distribúcie elektriny a dodávky elektriny) je možné konštatovať, že v roku 2024 nebolo v SEPS evidované žiadne podanie užívateľa PS na nedodržanie kvality prenosu elektriny, a teda v roku 2024 nedošlo zo strany prevádzkovateľa PS k žiadnemu porušeniu povinne sledovaných ukazovateľov štandardov kvality. V roku 2024 sa realizoval systém merania a vyhodnocovania kvality elektriny v PS v súlade s Technickými podmienkami SEPS.

Celková úroveň kvality elektriny v prenosovej sústave je na vysokej úrovni, nakoľko až 98,41% z celkového množstva meraných vzoriek je v súlade s predpísanými limitnými hodnotami kvality elektriny.



7 Závery a odporúčania

- Prevádzka ES SR v roku 2024 bola bezpečná a spoľahlivá bez výraznejších obmedzení dodávok elektriny. Celková úroveň kvality elektriny v prenosovej sústave bola na vysokej úrovni, nakoľko až 98,41 % z celkového množstva meraných vzoriek za rok 2024 je v súlade s predpísanými limitnými hodnotami kvality elektriny. Exportný charakter bol zachovaný aj v roku 2024, pričom saldo sústavy bolo +2 951 GWh [kap. 6.2]
- V roku 2024 klesol objem minoritných tranzitných tokov oproti roku 2023 na takmer všetkých profiloch, okrem profilu HU-SK, ktorý bol zatiaľ najväčším zaznamenaným na tomto profile. Aj keď hodnoty z roku 2024 boli výrazne nižšie oproti rekordnému roku 2023, predpokladá sa, že minoritné tranzitné toky sa budú aj naďalej zväčšovať, najmä v súvislosti s ďalšou integráciou OZE a prepojením trhov v regióne. [kap. 2.2]
- V rozvojových rokoch 2028, 2030, 2035 je pre scenáre s očakávaným vývojom spotreby (**scenár A**) indikovaný exportný charakter salda ES SR vo výške 5-10 TWh. Saldo ES SR vplyvom rýchlejšieho rastu spotreby ako výroby medzi rokmi 2028 a 2040 postupne klesá, avšak predpokladaná export sústavy je zachovaný aj v roku 2040 na úrovni +1,0 TWh.

Obdobný trend je do roku 2035 zaznamenaný aj pre **scenár MH SR**. Pre rok 2040 scenár MH SR uvažuje s novým zdrojom SMR, vďaka čomu má sústava exportný charakter s ročným exportom +2,4 TWh.

V scenári s vysokou spotrebou (**scenár B**) je indikovaný vývoj smerom od exportného salda v rozvojovom roku 2028 až po výrazne importný charakter salda sústavy v roku 2040, s **importom zo zahraničia vo výške 8,5 TWh**, čo predstavuje 16 % spotreby elektriny SR.

Vyhodnotenie vplyvu možného ukončenia štátnej podpory doplatkom zdrojov elektriny na báze VÚ KVET spaľujúce zemný plyn, ktoré bolo analyzované na scenári MH SR, indikuje zníženie exportu elektriny o 50 GWh v roku 2030, resp. o 449 GWh v roku 2035 oproti základnému scenáru MH SR, a teda nemá zásadný vplyv na saldo ES SR. [kap. 4.3]

- Pripojením k medzinárodným platformám na vzájomnú cezhraničnú výmenu regulačnej elektriny PICASSO a MARI koncom roka 2024 získala spoločnosť SEPS prístup na vysoko likvidný trh s regulačnou elektrinou a umožní jej dosahovať vyššiu efektívnosť, transparentnosť a spoľahlivosť pri vyrovnávaní ponuky a dopytu v reálnom čase. Zároveň, poskytovateľom PpS na území SR boli týmto krokom vytvorené nové obchodné príležitosti a subjekty tiež získali možnosť poskytovať tzv. free-bidy (regulačná elektrina, ktorá nemusí byť nakontrahovaná ako súčasť disponibility PpS pri výberových konaniach, ale je ponúknutá prostredníctvom informačného systému SEPS najneskôr v čase t-25 minút pred začiatkom každej štvrtihodiny). Účasť na fungovaní platforiem by v konečnom dôsledku mala mať pozitívny dopad na vývoj cien regulačnej elektriny z aFRR a mFRR a tým pádom aj na zúčtovaciu cenu odchýlky. [kap. 2.3, kap. 4.5]
- Agregácia flexibility je účinným nástrojom ako dostatočne pokryť dopyt po PpS. SEPS musí, na základe nadradenej legislatívy, vyžadovať minimálny regulačný príspevok 1 MW. Agregácia flexibility ale umožňuje spájať malé zariadenia do agregáčnych blokov a tie vystupujú voči PPS ako jedno sumárne zariadenie. Už v roku 2024 nastal

nárast poskytovateľov agregovanej flexibility a predpokladáme, že v rokoch 2025, 2026 sa tento trend potvrdí predovšetkým z technológií bioplynových elektrární, ktorým končí štátna podpora doplatkom k vyrobenej silovej elektrine. Tieto technológie sú schopné poskytovať PpS a ich prevádzkovatelia musia nájsť obchodný model, ktorý ich udrží konkurencieschopnými, k čomu poskytovanie PpS významne napomáha. vzhľadom na zvýšený dopyt po inštalácii BESS pod 1 MW je zároveň pravdepodobné, že viaceré subjekty budú mať záujem poskytovať PpS formou agregácie flexibility BESS. [kap. 4.5]

- Predpokladá sa, že v ďalšom období sa bude neustále zvyšovať dopyt po PpS z dôvodu výrazného nárastu výroby OZE v Európe a v rámci SR predovšetkým FVE. Už v júli 2024 bol zaznamenaný vysoký rozdiel v cenách silovej elektriny na trhu medzi časom 12:00-14:00 hod. (vysoká ponuka – často krát až záporné ceny silovej elektriny aj pod hodnotu -100 €/MWh) a 20:00-22:00 hod. (vysoký dopyt – vysoké ceny silovej elektriny až nad 500 €/MWh). Daný rozdiel v cenách sa bude k roku 2030 v Európe zvyšovať kvôli dodržaniu záväzku tzv. Green deal. Tento veľký rozdiel medzi ponukou a dopytom v rôznych časoch bude mať dopad na obstarávanie disponibility PpS. [kap. 4.5.4]
- Vzhľadom na predpoklad zvyšujúceho sa dopytu po PpS zapríčinený výrazným nárastom inštalovaného výkonu a z toho vyplývajúcou výrobou OZE, najmä FVE a VTE v Európe, či výraznou elektrifikáciou na strane spotreby s premenlivým odberom (napr. USSK v SR), môže v niektorých prípadoch v rozvojových rokoch indikovať zvýšené nároky na disponibilitu výkonu a pokrývanie požadovaného objemu PpS. Navyše do toho vstupujú faktory spojené s odstavovaním konvenčných fosílnych zdrojov elektriny ako napr. EVO, ENO, sezónnosť prevádzky zdrojov elektriny, hydrologické podmienky, naplnenosť nádrží a pod. Z tohto dôvodu z pohľadu obstarávania, disponibility a pokrývania požadovaného objemu PpS je potrebné, aby boli k dispozícii v súčasnosti existujúce a certifikované flexibilné zdroje elektriny, aby portfólio flexibilných zdrojov poskytujúcich PpS z hľadiska použitých technológií bolo čo najviac diverzifikované a dbalo sa predovšetkým na vytváranie vhodných legislatívnych a technických podmienok pre pripájanie nových flexibilných technológií (ako. napr. batérové úložné systémy, agregácia flexibilnej výroby, riadenie na strane spotreby a pod.). [kap. 4.5.4]
- Z analýz s uvažovaním podpory doplatkom (t.j. základné scenáre A, B, MH SR) vyplýva, že požadovaný objem PpS je zabezpečený v mnohých prípadoch v rokoch 2030 a 2035 predovšetkým aj za pomoci novej disponibility na zdrojoch elektriny vo Výhľade, t.j. tých, ktoré nie sú ešte v súčasnosti certifikované na konkrétne PpS. Je potrebné poznamenať, že disponibilný výkon v kategórii „Výhľad“ (napr. SE integrátor), je zatiaľ poznačený istou mierou neurčitosti, vzhľadom na vzdialenejšie obdobie prognózovaných rokov 2030 a 2035. S ohľadom na zaznamenaný záujem prevádzkovateľov zdrojov elektriny o poskytovanie PpS je možné však predpokladať, že pred rokom 2030, resp. 2035 postupne pribudne aj ďalší disponibilný výkon, okrem uvedeného vo Výhľade, či už na existujúcich alebo nových zdrojoch elektriny. **Bez uvažovania tejto budúcej certifikácie zdrojov vo Výhľade je indikovaný vznik nedisponibility najmä v letnom období a čiastočne aj v prechodnom období (jar, jeseň) pre pokrývanie požiadavky na službu aFRR.** Ako kritickejší z pohľadu nedisponibility sa pre službu aFRR+ javí rok 2035, kde sa ukazuje navyše aj vplyv navýšenia inštalovaného výkonu a z toho vyplývajúcej výroby FVE a VTE na veľkosť požadovaného objemu aFRR+. Z pohľadu manuálnych frekvenčných služieb sa ako kritické javia záporná mFRR- a mFRR3- v scenároch s uvažovaním modernizácie VO USSK, kde je prijatý predpoklad, že realizácia tejto modernizácie je podmienená

zabezpečením dodatočného disponibilného výkonu vo výraznejšej miere (vo výške stoviek MW) pre pokrytie mFRR- a mFRR3-.

- V prípade uvažovania možného **ukončenia štátnej podpory doplatkom pre zdroje VÚ KVET** je indikovaná nedisponibilita vo výraznejšej miere už aj s uvažovaním predpokladaných budúcich certifikácií zdrojov vo Výhlade v letnom, ako aj prechodnom období. V prípade neuvažovania tohto Výhľadu dochádza k výraznej nedisponibilitě v aFRR+ počas celého roka 2030 a 2035, pričom najkritickejšim sa ukazuje rok 2035, kedy pravdepodobne takmer všetky relevantné zdroje VÚ KVET už nebudú mať k dispozícii štátnu podporu doplatkom. V prípade mFRR a mFRR3 platí obdobné konštatovanie ako v základnom scenári MH SR (s doplatkom), kde však dochádza taktiež najmä v letnom, ale aj prechodnom období k navýšeniu nedisponibility v mFRR+ v priemere o 12 až 13 MW. **[kap. 4.5]**

- Z výsledkov analýzy zdrojovej primeranosti SR vyplýva, že do roku 2035 hodnoty parametra LOLE, ktoré definujú primeranosť zdrojov SR, nadobúdajú veľmi nízke hodnoty, najviac 2,7 h/rok, čo je hlboko pod stanoveným indikatívnym parametrom spoľahlivosti $LOLE_{RS} = 11$ h/rok, s veľmi nízkou očakávanou nedodávkou energie (EENS = najviac 1,4 GWh/rok v roku 2035). Tieto výsledky sú v súlade s výsledkami ERAA spracovanej v roku 2024 v ENTSO-E.

Hodnoty prevyšujúce stanovený štandard spoľahlivosti sa vyskytujú až pre rok 2040 v scenári B, pričom trvanie nedodávky dosahuje hodnotu 42 h/rok. Trvanie nedodávky by bolo možné znížiť vhodnými opatreniami, ako je napr. vybudovanie dodatočných zdrojov s vyhovujúcimi parametrami. Hodnoty $LOLE_{RS}$ v scenároch A a MH SR pre horizont 2040 prekročené nie sú.

Nie je evidované žiadne zvýšenie hodnoty parametra LOLE, resp. zvýšenie trvania nedodávky vplyvom možného ukončenia štátnej podpory doplatkom zdrojov elektriny na báze VÚ KVET spaľujúce zemný plyn. [kap. 4.1]

- Analýza potrieb nefosílnnej flexibility bola vykonaná na všetkých scenároch a časových horizontoch. Nakoľko jednotná metodika posúdenia potrieb flexibility, platná pre všetky štáty EÚ, v čase vypracovania tohto PPZ, nebola zo strany ENTSO-E vyhotovená a schválená agentúrou ACER, je nutné považovať výsledky posúdenia len ako indikatívne. Vzhľadom k tomu bola potreba nefosílnnej flexibility posudzovaná metodikou navrhnutou prevádzkovateľom PS SR a vypracovaná z pohľadu vyhodnotenia nevyužitej energie, ku ktorej dochádza v čase vysokej výroby z OZE a zároveň nízkeho zaťaženia sústavy.

Potreba nefosílnnej flexibility na zamedzenie vzniku nevyužitej elektriny je indikovaná iba v roku 2030 v scenároch A a MH SR a to vo veľkosti 711 MW s prevádzkou minimálne 41 hodín (scenár A), resp. 467 MW s prevádzkou minimálne 37 hodín (scenár MH SR).

Vplyv možného ukončenia štátnej podpory doplatkom zdrojov VÚ KVET na báze zemného plynu bol analyzovaný na samostatnom scenári, ktorý vychádza zo scenára MH SR. Vplyv ukončenia štátnej podpory pre zdroje VÚ KVET je v porovnaní so základným scenárom MH SR nízky, keď potreba dodatočných zdrojov flexibility sa znížila o 34 MW, zo 467 MW na 433 MW, so znížením trvania minimálnej doby prevádzky z 37 na 30 hodín. **[kap. 4.4 a kap. 4.4.1]**

8 Zoznam skratiek

ACER	Agentúra pre spoluprácu energetických regulátorov
BESS	Battery Energy Storage System
CCE	Continental Central Europe
CONE	Cost of New Entry - náklady na nový zdroj
CZT	Centrálné zásobovanie teplom
ČOV	Čistička odpadových vôd
DPRPS	Desaťročný plán rozvoja prenosovej sústavy
DS	Distribučná sústava
DSR	Demand Side Response – Odozva na strane spotreby
DG	Dieselgenerátor
EBGL	Electricity Balancing Guideline
EBO	Elektrárň Bohunice
EENS	Expected Energy Not Served – očakávaná nedodaná energia
EMO	Elektrárň Mochovce
ENO	Elektrárň Nováky
ENS	Energy Not Served – nedodaná energia
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERAA	European Resource Adequacy Assessment – Európske hodnotenie zdrojovej primeranosti
ES	Elektrizačná sústava
EÚ	Európska únia
EBO	Elektrárň Jaslovské Bohunice
EMO	Elektrárň Mochovce
ENO	Elektrárň Nováky
EVA	Economic Viability Assessments - posúdenie ekonomickej životaschopnosti technológií
EVO	Elektrárň Vojany
F55	Fit-for-55
FCR, FRR	Frequency Containment Reserve, Frequency restoration reserve
FVE	Fotovoltaické elektrárne
HDP	Hrubý domáci produkt
HPH	Hrubá pridaná hodnota
IDA	Vnútrodenňá aukcia
JAO	Joint Allocation Office S.A.
JE	Jadrová elektrárň
KGJ	Kogeneračná jednotka
KVET	Kombinovaná výroba elektriny a tepla
LER	Limited energy reservoir - zariadenie na uskladňovanie elektriny s obmedzenou zásobou energie
LLD	Loss of Load Duration – trvanie nedodávky
LNG	Liquefied natural gas – skvapalnený zemný plyn
LOLE	Loss Of Load Expectation – očakávané trvanie nedodávky
MAF	Mid-term Adequacy Forecast – Hodnotenie zdrojovej primeranosti
MH SR	Ministerstvo hospodárstva SR
MVE	Malá vodná elektrárň
NECP	National energy and climate plans – Integrovaný národný energetický a klimatický plán
NJZ	Nový jadrový zdroj
NT	National Trends
NVS	Národná vodíková stratégia
OKTE	Organizátor krátkodobého trhu s energiou

OZE	Obnoviteľné zdroje elektriny
PECD	Pan European Climate Database – paneurópska klimatická databáza
PEMMDB	Pan European Market Modelling DataBase – paneurópska databáza pre market modelovanie
PpS	Podporné služby
PPS	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy
PPZ	Posúdenie primeranosti zdrojov
PS	Prenosová sústava
PVE	Prečerpávací vodná elektrárň
RDS	Regionálna distribučná sústava
RG CE	Regional Group Continental Europe
RS	Reliability standard – štandard spoľahlivosti
SAFA	Synchronous Area Framework Agreement
SAP	Single Allocation Platform
SDAC	Single Day-ahead Coupling
SE	Slovenské elektrárne, a.s.
SEPS	Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a. s.
SIDC	Single Intraday Coupling
SMR	Small Modular Reactor – malý modulárny reaktor
SOGL	System Operation Guide Line
SR	Slovenská Republika
SSD	Stredoslovenská distribučná, a. s.
TČ	Tepelné čerpadlo
TE	Tepelná elektrárň
TP	Technické podmienky
TTC	Maximálna prenosová kapacita
UO	Uzlová oblasť
ÚRSO	Úrad pre reguláciu sieťových odvetví
VE	Vodná elektrárň
VO	Veľkoodberateľ
VOLL	Value of Lost Load – cena nedodanej elektriny
VSD	Východoslovenská distribučná, a. s.
VTE	Veterné elektrárne
VÚ KVET	Vysokoúčinná kombinovaná výroba elektriny a tepla
XBID	Implicitné priebežné obchodovanie
ZP	Zemný plyn
ZSD	Západoslovenská distribučná, a. s.



9 Príloha I. - Metodika hodnotenia zdrojovej primeranosti

Dôležitým aspektom pri rozvoji zdrojovej základne je zabezpečenie systémovej dostatočnosti, tzn. zabezpečenie optimálneho zdrojového mixu pre bezpečné a spoľahlivé prevádzkovanie sústavy. Spôsob prevádzky zariadení na výrobu elektriny v ES SR vzhľadom na ich povahu a regulačné možnosti výrazne ovplyvňuje prevádzku systému. Napríklad jadrové elektrárne z dôvodu efektivity využívania primárneho paliva majú obmedzené regulačné schopnosti. Rovnako nie je možné uvažovať s využitím OZE pri riešení krízových stavov.

Vstupné údaje pre modelovanie sú založené na zbere uskutočnenom v roku 2022 a 2023 a príslušne aktualizované s ohľadom na najnovšie informácie dostupné v čase spracovania PPZ 2023.

Dáta a trajektórie vývoja predpokladanej spotreby elektriny pre účely zdrojovej primeranosti boli spracované v réžii externej konzultačnej organizácie.

Ďalším významným zdrojom vstupných dát a národných predpokladov je spoločná databáza PEMMDB, do ktorej prispievajú všetci PPS vrátane SEPS ako riadny člen ENTSO-E. Nemenej dôležitým vstupom je aj databáza PECD.

- **Pan European Market Modelling DataBase (PEMMDB)** obsahuje údaje o tepelných elektrárnach, zariadeniach na uskladňovanie elektriny, inštalované výkony VTE, FVE a VE a prenosovú kapacitu cezhraničných profilov ostatných európskych elektrizačných sústav,
- **Pan European Climate Database (PECD)** obsahuje údaje pre klimatické roky 1982 – 2016 ako zaťaženie, pomerný slnečný osvit a pomernú rýchlosť vetra a prítoky pre VE, ktoré následne slúžia pre vytvorenie prognózovanej výroby FVE a VTE a sú podkladmi pre analýzu sledovaného obdobia MAF SEPS.

Pre každý z N uvažovaných klimatických rokov je vytvorených M náhodných sád výpadkov zdrojov elektriny, čím vznikne $M \times N$ rôznych stavov sústavy, ktoré sú analyzované samostatnou market simuláciou a vyhodnotené z hľadiska zdrojovej primeranosti.

Na posúdenie úrovne primeranosti pre daný časový horizont a geografickú oblasť sa používajú nasledovné ukazovatele;

- LLD (Loss of Load Duration – **trvanie nedodávky**) v hodinách za rok – počet hodín za rok, v ktorých je zdrojová základňa nedostatočná na pokrytie zaťaženia v danej zóne.
- LOLE (Loss Of Load Expectation – **očakávané trvanie nedodávky**) v hodinách za rok – matematický priemer príslušných LLD vo všetkých uvažovaných simulačných behoch. Ak J je počet simulácií, a LLD_j je trvanie nedodávky simulácie j , potom platí:

$$LOLE = \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J LLD_j \quad (1)$$

- ENS (Energy Not Served – **nedodaná energia**) v GWh/rok – množstvo energie na strane spotreby, ktoré nebolo dodané.
- EENS (Expected Energy Not Served – **očakávaná nedodaná energia**) – matematický priemer príslušných ENS vo všetkých uvažovaných simulačných behoch. Ak je J počet simulácií, a ENS_j je nedodaná energia simulácie j , potom platí:

$$EENS = \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J ENS_j \quad (2)$$

Zdrojová primeranosť systému znamená existenciu takej zdrojovej základne na výrobu elektriny, ktorá vedie k pokrytiu dopytu spotrebiteľov po elektrine pri rešpektovaní

prevádzkových požiadaviek systému. Typickými ukazovateľmi sú potom buď očakávané ukazovatele (LOLE / EENS), alebo vybraný percentil LLD a ENS.

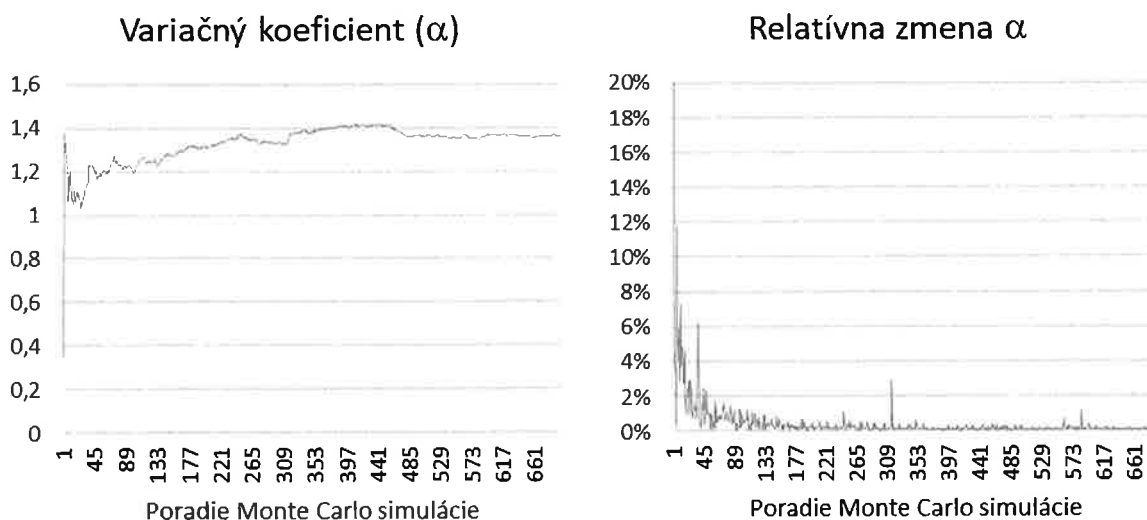
V závislosti od konkrétnej situácie výroby a spotreby môžu mať náhodné výpadky na strane výroby významný vplyv na hodnoty jednotlivých indikátorov zdrojovej primeranosti, napríklad výpadok konvenčného zdroja elektriny s veľkým inštalovaným výkonom pri nízkej výrobe z OZE v kombinácii so simulovaným klimatickým rokom s chladnejšou zimou. Výsledky jednotlivých simulácií sa teda môžu medzi sebou výrazne líšiť.

Získané výsledky je možné považovať za spoľahlivé za predpokladu, že výsledky ďalších Monte Carlo simulácií majú malý alebo zanedbateľný vplyv na existujúce výsledky predošlých simulácií. V takomto prípade hovoríme o konvergencii modelu, ktorá sa hodnotí pomocou relatívnej zmeny variačného koeficientu α získaného z celosystémovej nedodanej energie ENS:

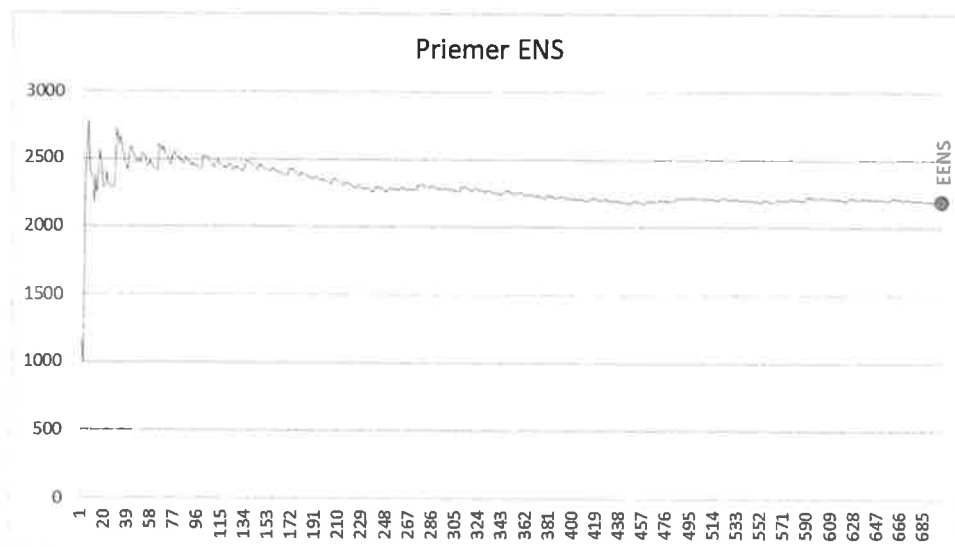
$$\alpha = \frac{\sqrt{\text{Var}[EENS]}}{EENS}, \quad (3)$$

kde hodnota EENS je vypočítaná zo všetkých vykonaných Monte Carlo simulácií do momentu posúdenia a $\text{Var}[EENS]$ je rozptyl odhadu očakávania (t.j. $\text{Var}[EENS] = \frac{\text{Var}[ENS]}{N}$).

Typický vývoj variačného koeficientu a jeho relatívnej zmeny konvergujúceho modelu je zobrazený na Obr. č. 9.1. Ak je dosiahnutá presnosť výpočtu napr. na úrovni 0,05 %, znamená to, že každá ďalšia simulácia spôsobí menšiu relatívnu zmenu variačného koeficientu ako táto hodnota.



Obr. č. 9.1 Typický vývoj variačného koeficientu a jeho relatívna zmena so zvyšujúcim sa počtom simulácií v konvergujúcom modeli



Obr. č. 9.2 Typický vývoj ENS so zvyšujúcim sa počtom simulácií v konvergujúcom modeli